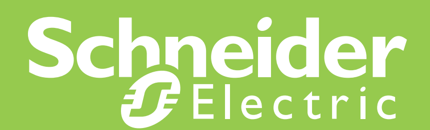


Guide de l'installation électrique 2010

Normes internationales CEI et nationales françaises NF



Intégrant :
> l'efficacité énergétique de la distribution électrique
> les installations photovoltaïques



Conseils techniques :
Denis MARQUET
Didier Mignardot
Jacques SCHONEK

Graphisme et mise en page :
AXESS - Valence -France

Impression :

Edition : 2010

Prix : 40 €

ISBN : 978.2.9531643.2.9
N° dépôt légal : 1er semestre 2008

Ce Guide à caractère technique s'adresse à un public averti de professionnels de l'électricité ayant seuls l'expertise pour mesurer la pertinence des informations et conseils figurant au présent ouvrage lorsqu'il s'agit de les mettre en oeuvre dans la pratique. En conséquence, l'information et les conseils qu'il contient sont fournis tels quels.
Schneider Electric ne fournit aucune garantie d'aucune sorte, expresse ou implicite, ni n'assume aucune responsabilité juridique ou responsabilité sur l'exactitude, l'exhaustivité ou l'utilité de toute information, concernant les appareils, produits ou processus présentés dans ce Guide, ainsi que de son utilisation.
Le but de ce guide est aussi de faciliter la mise en oeuvre des normes d'installation pour les concepteurs et les entrepreneurs, mais dans tous les cas, ce sont les textes originaux des normes internationales ou locales en vigueur qui prévalent. Cette nouvelle édition a été publiée pour tenir compte des changements des normes CEI, NF et UTE, et des règlements, en particulier ceux concernant l'installation électrique.
Nous remercions tous les lecteurs de l'édition précédente de ce guide pour leurs observations qui ont contribué à améliorer l'édition actuelle. Nous tenons également à remercier les nombreuses personnes et organisations qui ont contribué d'une manière ou d'une autre à la préparation de ce guide.

Le Guide d'installation électrique est un document unique couvrant les techniques, les règlements et les normes relatives aux installations électriques. Il a été écrit par des ingénieurs électriciens qui ont conçu, réalisé, contrôlé et entretenu des installations électriques en conformité avec les normes internationales de la Commission Electrotechnique Internationale -CEI- et leurs homologues Normes Européennes UTE et Françaises NF.

Or, une norme internationale comme la CEI 60364 «Installation électrique dans les bâtiments» décrit largement les règles à respecter pour assurer la sécurité et précise les caractéristiques fonctionnelles pour tous les types d'installation électrique. Comme une telle norme doit être applicable à tous les types de produits et de solutions techniques en usage dans le monde, ses textes sont parfois complexes. En fait, les normes ne peuvent pas être considérées comme des manuels de travail, mais seulement comme des documents de référence.

Aussi la question : «Quelles solutions techniques garantissent que toutes les règles de sécurité soient respectées ?» a été le fil conducteur permanent pour élaborer ce guide technique. Guide dont l'objectif est de fournir, dans un cadre clair et pratique, des explications pour l'étude pas à pas et complète d'une installation électrique en conformité avec les normes CEI et pour la France UTE et NF.

En cela ce guide s'adresse particulièrement aux bureaux d'études et d'ingénierie. Les installateurs, qu'ils travaillent dans un service entretien ou travaux neufs d'une entreprise, ou les inspecteurs des organismes de contrôle, trouveront aussi dans ce guide des réponses précises à leurs problèmes de tous les instants. Ce Guide se veut aussi une introduction aux problèmes fondamentaux de l'installation électrique et à ce titre, il peut intéresser les techniciens, ingénieurs et professeurs de l'enseignement technique qui souhaitent élargir leurs connaissances dans ce domaine spécifique.

Nous pensons avoir atteint l'objectif du présent guide et nous espérons tous que vous, utilisateur, trouverez ce manuel utile et bien adapté à vos besoins.

Schneider Electric SA

Des outils pour plus d'efficacité dans la conception d'une installation de distribution électrique

Des connaissances techniques

Pour retrouver tous les fondamentaux de l'électricité :

- La collections des livrets «**Cahiers Techniques**», pour des connaissances de base sur des thèmes généraux de l'électrotechnique et de la distribution électrique.

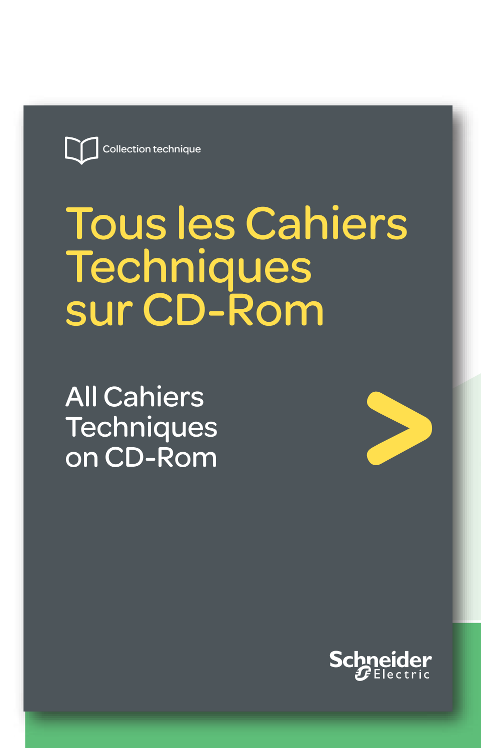
Des guides et des logiciels pour la conception

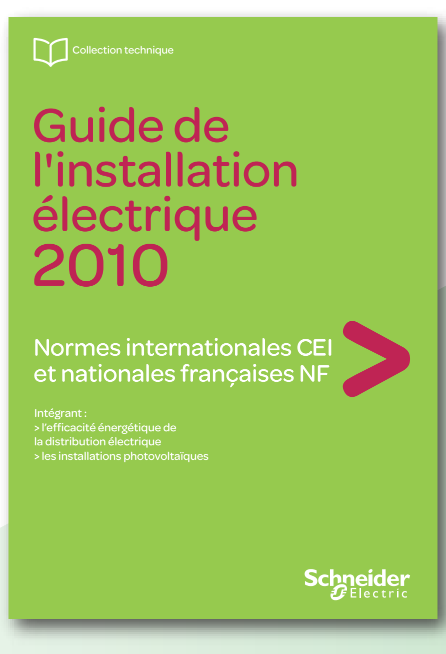
Pour réaliser des installations électriques dans les règles de l'art en parfaite conformité avec les normes :

- Guide de l'installation électrique,
- Guide des solutions d'automatisme,
- Guide de la norme NF C 15-100,
- Guide Photovoltaïque,
- Guide Parafoudre,
- Guide KNX,
- Guide de la Sécurité du Bâtiment.

Des outils informatiques :

- **My Ecodial L**, pour la conception et le calcul de réseaux d'installation Basse Tension, validé UTE,
- **ID-SPEC**, pour la conception et la réalisation d'avant-projets sommaires de distribution électrique des bâtiments industriels et tertiaires,
- **Rapsodie 3200**, pour la conception et le chiffrage de tableaux basse tension jusqu'à 3200 A,
- **Bibliothèque CAO**, réunissant de nombreux fichiers CAO utilisables seuls ou directement dans AutoCAD.







Des catalogues pour choisir

Des appareils réunis par grands domaines d'application :

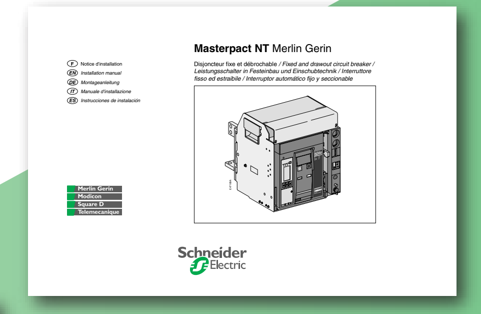
- Distribution électrique BT et HTA,
- Appareillage et système d'installation,
- Automatisme et Contrôle,
- Sécurité, communication et contrôle,

et e-Catalogue à l'adresse :
http://www.e-catalogue.schneider-electric.fr

Et une base de connaissance complète sur les produits

Pour l'installation, l'emploi et la maintenance des appareils :

- Notices d'installation des produits,
- Modes d'emploi des appareils,
- Manuels de maintenance.





Tous ces outils sont disponibles sur le site Internet :
pour la France ➜ http://www.schneider-electric.fr
pour l'international ➜ http://www.engineering.schneider-electric.com

Guide de l’installation électrique 2010

Préface



La tâche du Comité d’Etudes 64 de la CEI est de développer et de maintenir les normes fournissant les exigences
- pour la protection des personnes contre les chocs électriques, et
- pour la conception, la vérification et la mise en oeuvre des installations électriques à basse tension.

Une norme telle que la CEI 60364 développée par le CEI CE 64 est considérée par la communauté internationale comme le socle de la majorité des normes d’installations nationales.

La CEI 60364 est principalement centrée sur les aspects liés à la sécurité due à l’utilisation de l’électricité par des personnes qui peuvent ne pas être conscientes des dangers résultant de l’utilisation de l’électricité.

Il faut noter que la norme Française des installations électriques à basse tension, la NF C 15-100, est dérivée du document harmonisé au niveau Européen, à savoir le HD 60364 qui lui-même est issu de la norme internationale CEI 60364.

Par ailleurs, les installations électriques modernes sont de plus en plus complexes. Cette évolution est principalement due à :
- des perturbations électromagnétiques,
- l’efficacité énergétique.

En conséquence, les concepteurs, les installateurs et les utilisateurs ont besoin d’aide dans le choix et la mise en oeuvre des appareils électriques.

Schneider Electric a conçu ce Guide de l’Installation Electrique dédié aux installations électriques à basse tension. Celui-ci est basé sur les normes développées par le CE 64 de la CEI, telles que la CEI 60364 et il propose des informations complémentaires afin d’aider les concepteurs, les installateurs et les vérificateurs pour une mise en oeuvre correcte des installations électriques.

En tant que Président du Comité d’Etudes 64, c’est un grand honneur que d’avoir été sollicité pour introduire ce guide. Je suis convaincu qu’il sera profitable à toutes les personnes impliquées dans la mise en oeuvre de toutes les installations électriques à basse tension.

Etienne TISON

Etienne TISON, a depuis 1978 travaillé dans différentes activités liées au domaine basse tension, chez Schneider Electric.

En 2008, Etienne TISON a été nommé Président du CE 64 de la CEI ainsi que du CE64 du CENELEC.

Sommaire général

Sommaire général

Sommaire général

Chapitre A
Règles générales de conception d'une installation électrique

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Méthodologie

Pour une meilleure compréhension de la méthodologie de conception d'une installation électrique, il est recommandé de lire tous les chapitres de ce guide dans l'ordre dans lequel ils sont présentés.

A - Règles générales de conception d'une installation électrique

Bilan de puissance

Pour étudier une installation, la connaissance de la réglementation est un préalable.

Le mode de fonctionnement des récepteurs (régime normal, démarrage, simultanéité, etc.), et la localisation, sur le plan du ou des bâtiments, des puissances utilisées permettent de réaliser un bilan des puissances installées et utilisées et, ainsi, d'en déduire la puissance et le nombre des sources nécessaires au fonctionnement de l'installation.

Des informations concernant la structure tarifaire sont aussi nécessaires pour faire le meilleur choix du raccordement de l'installation au réseau au niveau de la moyenne tension ou de la basse tension.

Branchement

Le raccordement peut se faire sur un réseau :

B – Raccordement au réseau de distribution publique MT

■ Moyenne Tension

Un poste de livraison MT/BT sera alors nécessaire et devra être étudié, réalisé et installé en intérieur ou en extérieur, conformément à la réglementation (la partie distribution Basse Tension pouvant, si nécessaire, être étudiée séparément). Le comptage peut être effectué en moyenne tension ou en basse tension.

En France la moyenne tension est désignée par HTA.

C - Raccordement au réseau de distribution publique BT

■ Basse Tension

L'installation peut être raccordée au réseau local. Le comptage est (nécessairement) effectué en tarification basse tension.

La norme NF C 14-100 définit 2 types de branchement : branchement à puissance limitée (jusqu'à 36 kVA) et branchement à puissance surveillée (de 36 à 250 kVA).

D - Bien choisir une architecture de distribution électrique

Architecture de la distribution électrique

Le réseau de distribution est alors étudié dans son ensemble.

Un guide de sélection est proposé pour déterminer l'architecture la mieux adaptée.

E - La distribution BT

Tous les niveaux de la distribution générale MT/BT et de la distribution de puissance BT sont couverts.

Le schéma des liaisons à la terre, ou régime de neutre, est choisi en fonction de la législation en vigueur, des contraintes liées à l'exploitation du réseau et à la nature des récepteurs.

Les matériels de distribution, tableaux et canalisations, sont déterminés à partir du plan des bâtiments, de la localisation des récepteurs et de leur regroupement.
La nature des locaux et de l'activité conditionne leur niveau de résistance aux influences externes.

F - La protection contre les chocs électriques

Protection des personnes contre les chocs électriques

Le schéma des liaisons à la terre ayant été déterminé précédemment, il reste, pour réaliser la protection contre les contacts directs et indirects, à mettre en œuvre le schéma retenu (TT, IT ou TN).

G - La protection des circuits

Circuits et appareillage

L'étude détaillée des circuits est alors réalisée. La section des conducteurs des circuits est déterminée :

■ à partir du courant nominal des charges, de la valeur du courant de court-circuit et du type de dispositif de protection,

■ en prenant en compte le mode de pose et de son influence sur le courant admissible des conducteurs.

Avant de valider le choix de la section des conducteurs comme indiqué ci-dessus, les prescriptions suivantes doivent être satisfaites :
■ la chute de tension dans les conducteurs est conforme aux normes en vigueur,
■ le démarrage des moteurs s'effectue correctement,
■ la protection contre les chocs électriques est assurée.

Le courant de court-circuit est alors déterminé et la vérification de la tenue thermique et électrodynamique des canalisations est à réaliser.

Ces différents calculs peuvent entraîner une révision des choix faits précédemment.

H - L'appareillage BT : fonctions et choix

Les fonctions que doit remplir l'appareillage permettent de définir son type et ses caractéristiques.

La filiation entre disjoncteurs et la sélectivité entre disjoncteurs et disjoncteurs/dispositifs de protection par fusibles sont analysées.

J – La protection contre les surtensions en BT

Protection contre les surtensions

Le coup de foudre direct ou indirect peut avoir des conséquences destructrices sur les installations électriques à plusieurs kilomètres du point d'impact. Les surtensions de manœuvres, les surtensions transitoires ou à fréquence industrielle peuvent aussi engendrer les mêmes conséquences. Les effets sont examinés et des solutions sont proposées.

K – Efficacité énergétique de la distribution électrique

Efficacité énergétique en distribution électrique

La mise en œuvre d'un système de mesures, de contrôle et de commande communiquant adapté à l'installation électrique peut générer d'importants profits tant pour l'exploitant que le propriétaire : consommation de puissance réduite, coût de l'énergie réduit, meilleure utilisation des équipements électriques.

L - Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques

Energie réactive

La compensation de l'énergie réactive des installations électriques est réalisée localement, globalement ou en utilisant une combinaison de ces deux méthodes.

M - Détection et atténuation des harmoniques

Harmoniques

Les harmoniques circulant dans les réseaux détériorent la qualité de l'énergie, et sont ainsi à l'origine de nombreuses nuisances, telles que surcharges diverses, vibration et vieillissement des matériels, perturbation des récepteurs sensibles, des réseaux de communication ou des lignes téléphoniques. Ce chapitre traite des origines et des effets des harmoniques. Il explique comment les mesurer et propose des solutions.

N - Les alimentations et récepteurs particuliers

Alimentations et récepteurs particuliers

Dans ce chapitre sont étudiés des équipements ou des réseaux particuliers :

- Sources d'alimentation spécifiques telles que alternateurs ou alimentations statiques
- Récepteurs ayant des caractéristiques spéciales tels que moteur asynchrone, circuit d'éclairage ou transformateur BT/BT
- Réseaux spécifiques tels que réseau à courant continu.

P - Les installations photovoltaïques

Une énergie écologique et économique

Pour un usage privé ou pour être commercialisée, l'exploitation de l'énergie renouvelable fournie par le soleil est soumise au respect de règles spécifiques d'installation.

Q - La norme NF C 15-00 dans l'habitat

La distribution électrique pour le domestique

Certains locaux et emplacements font l'objet de réglementations particulièrement strictes : l'exemple le plus notable est le logement.

R - Recommandations pour l'amélioration de la CEM

CEM : Compatibilité Électromagnétique

Quelques règles de base doivent être appliquées pour assurer la Compatibilité Électromagnétique. La non observation de ces règles peut avoir de graves conséquences lors de l'exploitation de l'installation électrique : perturbation des systèmes de communication, déclenchement intempestif des dispositifs de protection voire même destruction d'équipements sensibles.

Le logiciel Ecodial est adapté aux normes d'installation de nombreux pays, dont la NF C 15-100 pour la France.

Le complément au guide de l'installation électrique

Logiciel Ecodial

Le logiciel Ecodial propose une suite complète pour le calcul d'une installation électrique suivant les recommandations des normes CEI.

Ce logiciel permet de réaliser les opérations suivantes :

- Tracer le schéma unifilaire.
- Calculer des courants de court-circuit.
- Calculer des chutes de tensions.
- Déterminer et optimiser les sections de câbles.
- Définir les calibres appropriés des disjoncteurs et des appareillages de protection à fusibles.
- Organiser la sélectivité des dispositifs de protection.
- Disposer des recommandations d'utilisation des schémas de filiation.
- Vérifier la protection des personnes.
- Imprimer toutes les caractéristiques précédemment calculées.

2 Règles et textes réglementaires

Les installations électriques BT sont soumises à un ensemble de textes qui peuvent être classés en 4 catégories :
- Les textes réglementaires (décrets, arrêtés ou circulaires d'application, notes techniques, fiches techniques, avis),
- les cahiers des charges ou recommandations,
- les normes d'installation et les guides pratiques associés,
- les normes produits.

2.1 Définition des plages de tensions

Tensions normalisées et recommandations CEI

Réseaux triphasés à trois ou quatre fils Tension nominale (V)		**Réseaux monophasés à trois fils Tension nominale (V)**
50 Hz	60 Hz	60 Hz
–	120/208	120/240
–	240	–
230/400(1)	277/480	–
400/690(1)	480	–
–	347/600	–
1000	600	–

(1) La tension nominale des réseaux existants à 220/380 V et à 240/415 V doit évoluer vers la valeur recommandée 230/400 V. Il convient que la période de transition soit la plus brève possible. Au cours de cette période, comme première étape, il est recommandé que les distributeurs d'électricité des pays ayant des réseaux à 220/380 V ramènent la tension dans la plage 230/400 V +6 %, –10 % et ceux des pays ayant des réseaux à 240/415 V ramènent la tension dans la plage 230/400 V +10 %, –6 %. A la fin de cette période de transition, il convient que la tolérance de 230/400 V ± 10 % soit atteinte; après cela la réduction de cette plage sera prise en considération. Toutes ces considérations s'appliquent aussi à la valeur actuelle 380/600 V par rapport à la valeur recommandée 400/690 V.

Fig. A1 : Tensions normalisées entre 100 V et 1000 V (CEI 60038 Édition 6.2 2002-07)

Série I Tension la plus élevée pour le matériel (kV)	**Tension nominale du réseau (kV) voltage (kV)**		**Série II Tension la plus élevée pour le matériel (kV)**	**Tension nominale du réseau (kV)**
3.6(1)	3.3(1)	3(1)	4.40(1)	4.16(1)
7.2(1)	6.6(1)	6(1)	–	–
12	11	10	–	–
–	–	–	13.2(2)	12.47(2)
–	–	–	13.97(2)	13.2(2)
–	–	–	14.52(1)	13.8(1)
(17.5)	–	(15)	–	–
24	22	20	–	–
–	–	–	26.4(2)	24.94(2)
36(3)	33(3)	–	–	–
–	–	–	36.5	34.5
40.5(3)	–	35(3)	–	–

Ces réseaux sont en général des réseaux à trois fils, sauf indication contraire.

Les valeurs indiquées désignent la tension entre phases.

Les valeurs indiquées entre parenthèses doivent être considérées comme non préférentielles. Il est recommandé de ne pas utiliser ces valeurs pour les nouveaux réseaux à établir à l'avenir.

Note 1: Il est recommandé que, dans un même pays, le rapport entre deux tensions nominales successives ne soit pas inférieur à deux.

Note 2: Dans un réseau normal de série I, la tension la plus élevée et la tension la plus basse ne diffèrent pas de plus de ±10 % approximativement de la tension nominale du réseau. Dans un réseau normal de la série II, la tension la plus élevée ne diffère pas de plus de +5 % et la tension la plus basse ne diffère pas de plus de –10 % de la tension nominale du réseau.

(1) Ces valeurs ne devraient pas être utilisées pour les réseaux de distribution publique.
(2) Ces réseaux sont en général à quatre fils.
(3) L'unification de ces valeurs est à l'étude.

Fig. A2 : Tensions normalisées au dessus de 1 kV et ne dépassant pas 35 kV (CEI 60038 Édition 6.2 2002-07)

Les niveaux de tension sont définis par les normes NF C 15-100 ET NF C 13-200.

Tension alternative	Domaine de tenson	Autre appellation courante	Valeurs usuelles en France (tension d'utilisation)
⩽ 50 V	TBT		12 -24 -48 V
⩽ 500 V	BTA	BT (basse tension)	230 - 380 - 400 V
⩽ 1000 V	BTB		
1 < U ⩽ 50 kV	HTA	MT (moyenne tension)	5.5 - 6.6 - 10 - 15 - 20 - 36 kV
U > 50 kV	HTB	HT (haute tension) THT (très haute tension)	63 - 90 - 150 kV 225 - 400 kV

2.2 Réglementations

Dans la plupart des pays, les installations électriques doivent répondre à un ensemble de réglementations nationales ou établies par des organismes privés agréés. Il est essentiel de prendre en considération ces contraintes locales avant de démarrer la conception de l'installation.

2.3 Normes

Ce guide est basé sur les normes CEI appropriées en particulier les normes d'installation CEI 60364 (série). Les normes CEI 60364 (série), CEI 60479-1 (série) et NF C 15-100 ont été établies par des experts en médecine et en ingénierie de renommée internationale et issus du monde entier, faisant part de leur expérience. Actuellement, les principes de sécurité développés dans ces normes sont les principes fondamentaux de la plupart des normes électriques dans le monde (voir le tableau ci-dessous et en page suivante).

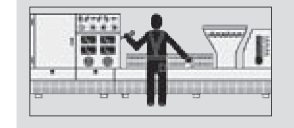
CEI 60038	Tensions normales de la CEI
CEI 60076-2	Transformateurs de puissance - Echauffement
CEI 60076-3	Transformateurs de puissance - Niveaux d'isolement, essais diélectriques et distances d'isolement dans l'air
CEI 60076-5	Transformateurs de puissance - Tenue au court-circuit
CEI 60076-10	Transformateurs de puissance - Détermination des niveaux de bruit
CEI 60146	Convertisseurs à semiconducteurs - Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau
CEI 60255	Relais électriques
CEI 60265-1	Interrupteurs à haute tension - Interrupteurs pour tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures à 52 kV
CEI 60269-1	Fusibles basse tension - Exigences générales
CEI 60269-2	Fusibles basse tension - Exigences supplémentaires pour les fusibles destinés à être utilisés par des personnes habilitées (fusibles pour usages essentiellement industriels)
CEI 60282-1	Fusibles à haute tension - Fusibles limiteurs de courant
CEI 60287-1-1	Câbles électriques - Calcul du courant admissible - Equations de l'intensité du courant admissible (facteur de charge 100 %) et calcul des pertes - Généralités
CEI 60364	Installations électriques à basse tension
CEI 60364-1	Installations électriques à basse tension - Principes fondamentaux, détermination des caractéristiques générales, définitions
CEI 60364-4-41	Installations électriques à basse tension - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les chocs électriques
CEI 60364-4-42	Installations électriques des bâtiments - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les effets thermiques
CEI 60364-4-43	Installations électriques à basse tension - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les surintensités
CEI 60364-4-44	Installations électriques à basse tension - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les perturbations de tension et les perturbations électromagnétiques
CEI 60364-5-51	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Règles communes
CEI 60364-5-52	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Canalisations
CEI 60364-5-53	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Sectionnement, coupure et commande
CEI 60364-5-54	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Mises à la terre, conducteurs de protection et conducteurs d'équipotentialité de protection
CEI 60364-5-55	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Autres matériels
CEI 60364-6-61	Installations électriques à basse tension - Vérification - Vérification initiale
CEI 60364-7-701	Installations électriques à basse tension - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Emplacements contenant une baignoire ou une douche
CEI 60364-7-702	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Section 702: Piscines et autres bassins
CEI 60364-7-703	Installations électriques dans les bâtiments - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Locaux contenant des radiateurs pour saunas
CEI 60364-7-704	Installations électriques basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Installations de chantiers de construction et de démolition
CEI 60364-7-705	Installations électriques basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Etablissements agricoles et horticoles
CEI 60364-7-706	Installations électriques basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Enceintes conductrices exiguës
CEI 60364-7-707	Electrical installations of buildings - Requirements for special installations or locations - Earthing requirements for the installation of data processing equipment

(Suite en page suivante)

CEI 60364-7-708	Installations électriques à basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements particuliers - Parcs de caravanes, parcs de camping et emplacements analogues
CEI 60364-7-709	Installations électriques à basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Marinas et emplacements analogues
CEI 60364-7-710	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations ou emplacements spéciaux - Locaux à usages médicaux
CEI 60364-7-711	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Expositions, spectacles et stands
CEI 60364-7-712	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Alimentations photovoltaïques solaires (PV)
CEI 60364-7-713	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Section 713: Mobilier
CEI 60364-7-714	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Section 714: Installations d'éclairage extérieur
CEI 60364-7-715	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Installations d'éclairage à très basse tension
CEI 60364-7-717	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations ou emplacements spéciaux - Unités mobiles ou transportables
CEI 60364-7-740	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations ou emplacements spéciaux - Installations électriques temporaires de structures, jeux et baraques dans des champs de foire, des parcs de loisirs et des cirques
CEI 60427	Essais synthétiques des disjoncteurs à courant alternatif à haute tension
CEI 60439-1	Ensembles d'appareillage à basse tension - Ensembles de série et ensembles dérivés de série
CEI 60439-2	Ensembles d'appareillage à basse tension - Règles particulières pour les canalisations préfabriquées
CEI 60439-3	Ensembles d'appareillage à basse tension - Règles particulières pour ensembles d'appareillage BT destinés à être installés en des lieux accessibles à des personnes non qualifiées pendant leur utilisation - Tableaux de répartition
CEI 60439-4	Ensembles d'appareillage à basse tension - Règles particulières pour ensembles de chantier (EC)
CEI 60439-5	Ensembles d'appareillage à basse tension - Règles particulières pour les ensembles pour réseaux de distribution publics
CEI 60446	Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification - Identification of conductors by colours or numerals
CEI 60479-1	Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques - Aspects généraux
CEI 60479-2	Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques - Aspects particuliers
CEI 60479-3	Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques - Effets de courant passant par le corps d'animaux domestiques
CEI 60529	Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP)
CEI 60644	Spécification relative aux éléments de remplacement à haute tension destinés à des circuits comprenant des moteurs
CEI 60664	Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension - Principes, exigences et essais
CEI 60715	Dimensions de l'appareillage à basse tension. Montage normalisé sur profilés-supports pour le support mécanique des appareils électriques dans les installations d'appareillage à basse tension
CEI 60724	Limites de température de court-circuit des câbles électriques de tensions assignées de 1 kV (Um = 1,2 kV) et 3 kV (Um = 3,6 kV)
CEI 60755	Exigences générales pour les dispositifs de protection à courant différentiel résiduel
CEI 60787	Guide d'application pour le choix des éléments de remplacement limiteurs de courant à haute tension destinés à être utilisés dans des circuits comprenant des transformateurs
CEI 60831	Condensateurs shunt de puissance autorégénérateurs pour réseaux à courant alternatif de tension assignée inférieure ou égale à 1000 V - Généralités - Caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées - Règles de sécurité - Guide d'installation et d'exploitation
CEI 60898	Disjoncteurs pour la protection contre les surintensités pour installations domestiques et analogues
CEI 60947-1	Appareillage à basse tension - Règles générales
CEI 60947-2	Appareillage à basse tension - Disjoncteurs
CEI 60947-3	Appareillage à basse tension - Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs-sectionneurs et combinés-fusibles
CEI 60947-4-1	Appareillage à basse tension - Contacteurs et démarreurs de moteurs - Contacteurs et démarreurs électromécaniques
CEI 60947-6-1	Appareillage à basse tension - Matériels à fonctions multiples - Matériels de connexion de transfert
CEI 61000	Compatibilité électromagnétique (CEM)
CEI 61008	Interrupteurs automatiques à courant-différentiel résiduel pour usages domestiques et analogues sans dispositif de protection contre les surintensités incorporé (ID)
CEI 61009	Interrupteurs automatiques à courant différentiel résiduel avec protection contre les surintensités incorporée pour installations domestiques et analogues (DD)
CEI 61140	Protection contre les chocs électriques - Aspects communs aux installations et aux matériels
CEI 61557-1	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Exigences générales
CEI 61557-8	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Contrôleurs d'isolement pour réseaux IT
CEI 61557-9	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c – Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection – Dispositifs de localisation de défauts d'isolement pour réseaux IT
CEI 61557-12	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Dispositifs de mesure et de surveillance des performances (PMD)
CEI 61558-2-6	Sécurité des transformateurs, blocs d'alimentation et analogues - Règles particulières pour les transformateurs de sécurité pour usage général
CEI 61643-1	Parafoudres basse tension – Parafoudres connectés aux réseaux de distribution basse tension – Exigences et essais
CEI 61921	Condensateur de puissance - Batterie de compensation du facteur de puissance basse tension
CEI 62271-1	Appareillage à haute tension - Spécifications communes
CEI 62271-100	Appareillage à haute tension - Disjoncteurs à courant alternatif
CEI 62271-102	Appareillage à haute tension - Sectionneurs et sectionneurs de terre à courant alternatif
CEI 62271-105	Appareillage à haute tension - Combinés interrupteurs-fusibles pour courant alternatif
CEI 62271-200	Appareillage à haute tension - Appareillage sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV
CEI 62271-202	Appareillage à haute tension - Postes préfabriqués haute tension/basse tension
CEI 62305 -2	Protection contre la foudre - Évaluation des risques
CEI 62305 -3	Protection contre la foudre - Dommages physiques sur les structures et risques humains
CEI 62305 -4	Protection contre la foudre - Réseaux de puissance et de communication dans les structures

(fin)

Textes réglementaires



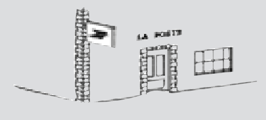
Protection des travailleurs

Nombreux décrets et arrêtés dont le décret du 14 novembre 88 abrogeant celui du 14 novembre 62, regroupés dans la publication UTE C 12-101.
Ces textes donnent les références des chapitres, sections ou articles des normes dont les dispositions doivent être respectées.

Le décret du 14 novembre 1988 est applicable :

- à tout établissement industriel, commercial, agricole ou administratif, qu'il soit public, privé ou associatif, mettant en œuvre des courants électriques à l'exception des ouvrages de distribution publique (normalement non accessibles à des personnes étrangères au distributeur d'énergie électrique),
- aux installations existantes, avec effet rétroactif.

Textes réglementaires (suite)



Protection contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public (ERP)

Nombreux décrets et arrêtés regroupés dans les publications UTE C 12-200 et UTE C 12-201. Alimentation électrique de sécurité NFS 61-940 (février 2002).

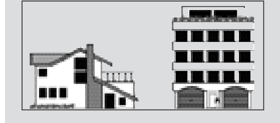
Le règlement des ERP

■ est applicable à tout bâtiment ou enceinte dans lesquelles sont admises des personnes à quelque titre que ce soit en plus du personnel de l'établissement,
■ rend obligatoire un "règlement de sécurité" qui impose la conformité aux normes NF C 15-100, NF C 13-100 et NF C 13-200.



Installation BT dans les locaux à usage médical (voir note) **:**

■ norme NFC 15-211 (août 2006),
■ norme CEI 60364-7-710.
■ Circulaire n°DHOS/E4/256 (septembre 2005).

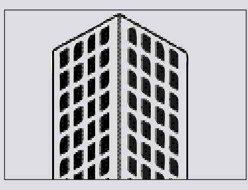


Protection dans les bâtiments à usage d'habitation

Arrêté du 22 octobre 1969 pour tous les bâtiments à usage d'habitation.

L'arrêté du 22 octobre 1969 :

■ est applicable à tous les logements,
■ et il rend obligatoire le respect de la norme NF C 15-100 pour ces installations.



Protection dans les immeubles de grande hauteur (IGH)

Décret du 15 novembre 67 et arrêtés jusqu'au 22 octobre 82 pour les immeubles de grande hauteur, regroupés dans la publication UTE C 12-061.

Le décret du 15 novembre 1967 :

■ est applicable à tout corps de bâtiment dont le dernier niveau par rapport au sol le plus haut utilisable par des engins de secours du service public, est à plus de :
□ 50 mètres pour les immeubles d'habitation,
□ 28 mètres pour les autres immeubles,
■ est complété par un règlement concernant la sécurité du public et tenant compte des conditions d'évacuation particulières de ces immeubles.

Réglementation ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement)

Objet du décret du 21 septembre 1977 qui concerne les installations visées par l'article 511-1 du Code de l'Environnement.

Conditions techniques générales

Arrêté interministériel du 26 mai 1978 et les arrêtés lui portant modification, rassemblés dans la publication UTE C 11-001.

L'arrêté interministériel du 24 mai 2006

détermine les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.

Directive européenne basse tension

La directive européenne basse tension détermine les exigences essentielles de sécurité pour tous les matériels électriques basse tension.

Réglementation technique RT 2005

Le décret du 29 novembre 2000 :

■ est relatif aux bâtiments résidentiels et tertiaires neufs,
■ vise à réduire leurs consommations énergétiques (chauffage, ventilation, climatisation, production d'eau chaude sanitaire, éclairage).

Et bien d'autres arrêtés, décrets ou circulaires

parmi lesquels on peut citer le Recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique (UTE C 18-510).

Le recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique

décrit les prescriptions à observer en vue d'éviter les accidents corporels au cours de la construction de l'exploitation ou de l'entretien des ouvrages électriques.

Note :

La législation des établissements de santé publique et privés a fortement évolué, prenant en compte les risques liés à la disponibilité de l'alimentation électrique et les conséquences des perturbations ou pannes.
Elle est devenue une des plus avancée en termes de « bonnes pratiques » pour des sites à activités critiques. Les établissements de santé, notamment les hôpitaux, ont en effet l'obligation de garantir la continuité des soins aux patients, tout en assurant la sécurité du personnel et des visiteurs (établissement recevant du public), dans des infrastructures ou cohabitent un ensemble de processus complexes :

■ des process très critiques, qui n'autorisent aucune coupure (blocs opératoires, services de réanimation, unités de soins intensifs, laboratoires d'analyses, etc.),
■ des secteurs sensibles, dont les coupures ne peuvent excéder 15 secondes,
■ des zones pouvant supporter des interruptions d'alimentation sans risque pour les patients et le personnel : salles d'attente, cuisines, locaux administratifs.

Normes

Les normes d'installation électriques françaises sont :

■ NF C 15-100 (décembre 2002) : "Installations électriques à basse tension" et les guides pratiques,

■ NF C 14-100 : "Installations de branchement de 1re catégorie" comprises entre le réseau de distribution publique et l'origine des installations intérieures,

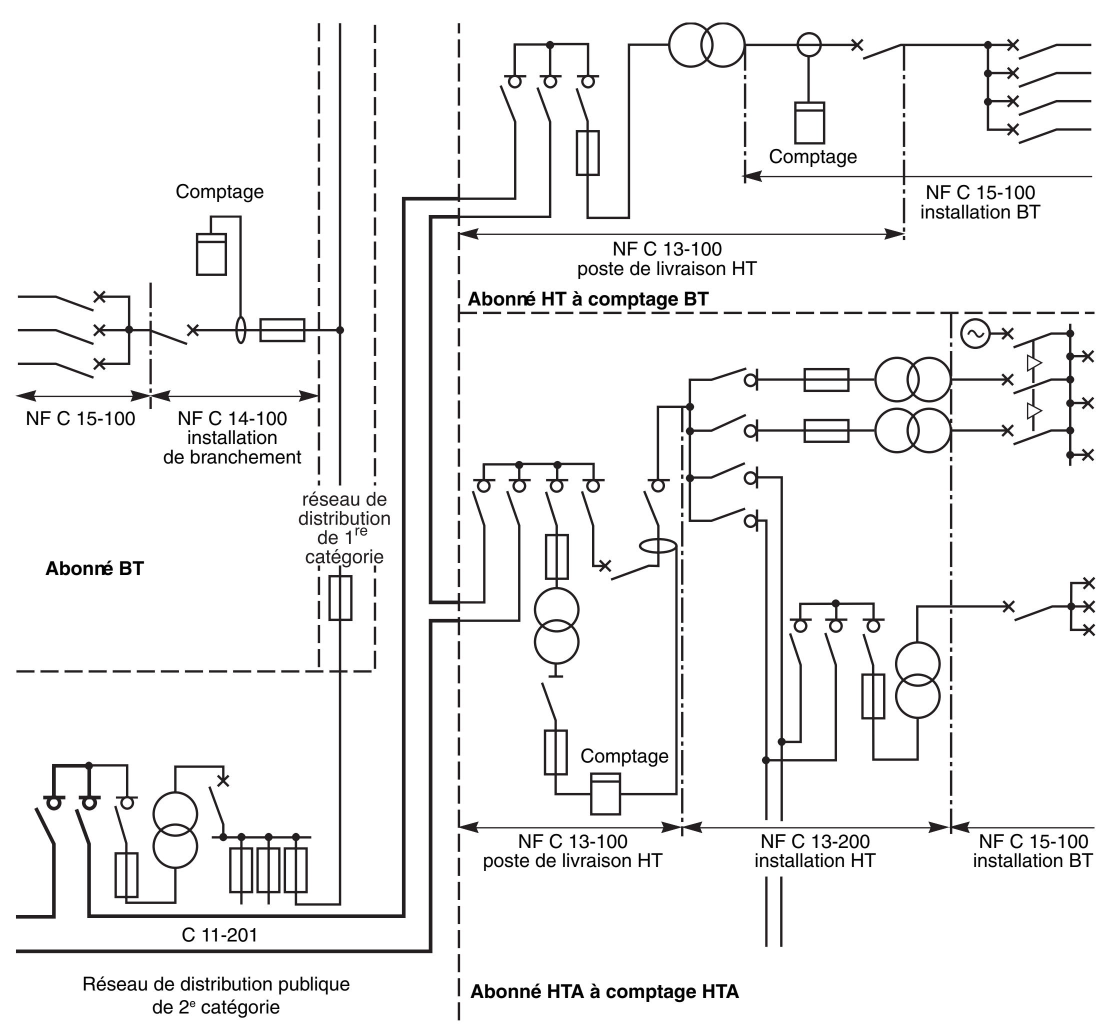
■ NF C 13-100 : "Postes de livraisons HTA/BT raccordés à un réseau de distribution de 2e catégorie",

■ NF C 13-101 : "Postes semi-enterrés préfabriqués sous enveloppe",

■ NF C 13-102 : "Postes simplifiés préfabriqués sous enveloppe",

■ NF C 13-103 : "Postes sur poteau",

■ NF C 13-200 (version 2009 en préparation) : "Installations électriques à haute tension".



Domaine d'application des normes d'installation

Les cahiers des charges et recommandations diverses

Ce sont des documents auxquels on peut se référer dans un marché.
Parmi les plus connus, on peut citer :

■ **Les documents établis par le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB)**

■ **Le Cahier des Prescriptions Techniques (CPT)** du Ministère de l'Education pour l'installation électrique des établissements d'enseignement supérieur

■ **Les mémentos Promotelec** (association pour le développement et l'amélioration des installations électriques intérieures)

■ **"Le cahier de Prescription des labels" Promotelec (Label performance et label habitat existant)**

2.4 Qualité et sécurité d'une installation électrique

Dans la mesure où les procédures de contrôle sont respectées, la qualité et la sécurité de l'installation électrique sont assurées durant l'exploitation seulement si :

- le contrôle initial de conformité aux normes et aux textes règlementaires de l'installation électrique a bien été réalisé,
- les équipements électriques sont conformes à leur norme produit,
- le contrôle périodique de l'installation électrique recommandé par le constructeur des équipements est respecté.

2.5 Vérification initiale d'une installation

Avant qu'un distributeur ne connecte une installation à son réseau de distribution, il exige que soient réalisés de manière satisfaisante et exécutés par une autorité compétente ou par un organisme agréé :

- des essais d'avant mise en service,
- une inspection visuelle très minutieuse.

Ces essais sont réalisés selon les réglementations locales (gouvernementales et/ou institutionnelles) qui peuvent varier d'un pays à l'autre. Cependant les principes de ces réglementations sont identiques et sont basés sur le strict respect des règles de sécurité dans la conception et la réalisation de l'installation.

Pour ces essais, la norme CEI 60364-6-61 et les normes correspondantes décrites dans ce guide sont basées sur un consensus international afin de couvrir toutes les mesures de sécurité et les bonnes pratiques d'installation qui sont normalement exigées pour les bâtiments à usage d'habitation, commerciaux et (pour la majorité des bâtiments) industriels. Cependant beaucoup d'industries ont des réglementations supplémentaires spécifiques en fonction du type de production (pétrole, charbon, gaz naturel, etc.). De telles prescriptions supplémentaires sont en dehors de l'objet de ce guide.

Les essais électriques d'avant mise en service et les vérifications par inspection visuelle des installations électriques à l'intérieur de bâtiment incluent typiquement toutes les actions suivantes :

- tests d'isolement entre phases et entre phases et terre de tous les conducteurs câbles et de la filerie d'une installation fixe,
- essais de continuité et de conductivité des conducteurs de protection (PE), des liaisons équipotentielles et des mises à la terre,
- mesure de la résistance de terre,
- vérification des interverrouillages, si existants,
- vérification des sections de tous les conducteurs,
  - en adéquation avec les niveaux de courants de court-circuit présumés,
  - en tenant compte des dispositifs de protection associés, de la nature des conducteurs (cuivre, aluminium) et des conditions d'installation (en aérien, en conduit, etc.),
- vérification que toutes les masses et tous les éléments conducteurs sont correctement mis à la terre (si approprié),
- vérification des périmètres de sécurité, en particulier pour les salles de bain, etc.

Ces essais et vérifications sont basiques (mais non exhaustifs) pour la plupart des installations. Cependant de nombreux autres essais et règles peuvent être inclus dans la réglementation locale pour couvrir des cas particuliers, par exemple installation en schéma TN, TT ou IT, installation basée sur la double isolation (matériel de classe II), circuit TBT et emplacements spéciaux.

Le but de ce guide est d'attirer l'attention sur les caractéristiques particulières des différents types d'installation et d'indiquer les règles essentielles pour obtenir un niveau de qualité satisfaisant qui assurera une performance opérationnelle de l'installation, sécuritaire et sans dysfonctionnements. Les méthodes recommandées dans ce guide, à modifier éventuellement pour répondre à une variante possible imposée par un distributeur d'énergie, sont prévues pour satisfaire toutes les exigences d'essai et d'inspection d'avant mise en service.

La première mise sous tension de toute installation électrique intérieure de tension ⩽ 63 kV est subordonnée à la remise d'une attestation de conformité visée par le Consuel, sauf certaines exceptions pour des ouvrages particuliers.

Attestation de conformité - 1re mise sous tension d'une installation

En application des décrets du 14 décembre 1972 et du 6 mars 2001 concernant :
■ La première mise sous tension de toute installation électrique intérieure nouvelle de tension inférieure ou égale à 63 kV (1), subordonnée à la remise d'une attestation de conformité visée par le Consuel (Comité National pour la Sécurité des Usagers de l'Electricité).
■ Toute nouvelle installation électrique entièrement rénovée alimentée sous une tension inférieure à 63 kV, dès lors qu'il y a eu mise hors tension de l'installation par le distributeur à la demande de son client afin de permettre de procéder à cette rénovation.
■ Sur demande du maître d'ouvrage, aux installations électriques non entièrement rénovées ou dont la rénovation n'a pas donné lieu à mise hors tension par un distributeur d'électricité.
Pour cela il faut procéder comme indiqué ci-après.

Locaux d'habitation

■ Vingt jours avant la mise sous tension, l'installateur doit établir (par écrit et sous sa responsabilité) une attestation de conformité par appartement ou maison individuelle (formule délivrée par le Consuel).
En cas de pluralité d'installateurs, chacun établit l'attestation pour ce qui le concerne.
■ Le contrôle sur le chantier, réalisé par le contrôleur désigné par le Consuel, peut s'exercer pendant ou à l'achèvement des travaux.
Ce contrôle fait l'objet d'un rapport soumis en fin de visite à la signature de l'installateur ou de son représentant.
Si l'installation est conforme, l'installateur reçoit 2 exemplaires de l'attestation avec le visa du Consuel (l'un est remis à l'usager pour qu'il puisse obtenir la mise sous tension de l'installation par le distributeur d'énergie, l'autre conservé par l'installateur).
Si l'installation n'est pas conforme, le visa est refusé et l'installateur doit faire parvenir au Consuel une déclaration écrite mentionnant la nature des modifications effectuées. Après quoi, le Consuel peut viser l'attestation ou procéder à un nouveau contrôle.
La NF C 15-100 de 2002, dans sa partie 7-771, introduit de nombreuses nouveautés.
Schneider Electric les prend en compte dans ses guides et catalogues relatifs au locaux d'habitation.

Etablissements ou locaux employant des travailleurs, recevant du public et immeubles de grande hauteur

■ Comme ces établissements font l'objet d'une réglementation particulière, il appartient au chef d'établissement de désigner le vérificateur de son choix pour effectuer les contrôles exigés par la loi avant la mise en service.
Le vérificateur établit un rapport qu'il remet à l'installateur.
■ Vingt jours avant la mise sous tension, l'installateur doit établir, à l'attention de la Direction Régionale du Consuel, un dossier qui comporte :
□ une attestation de conformité de l'installation ou partie d'installation intérieure réalisée dans ce type d'établissement,
□ le rapport que le vérificateur a établi,
□ un schéma de l'installation.
Au reçu de ces pièces, le Consuel vise et retourne l'attestation ou, dans le cas de non conformités relevées, intervient auprès de l'installateur ou du vérificateur.

Note : les vérifications effectuées lors de la mise en service des installations ou après modification de structure sont pratiquées par une personne ou un organisme agréé, choisi par le chef d'établissement. Les conditions pour que d'autres personnes puissent effectuer ces vérifications ne sont que rarement réunies.

(1) Certains types d'installation ne sont pas soumis au contrôle du Consuel :
■ Ouvrages de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique
■ Éclairage public, signalisation routière
■ Terrains de camping, port de plaisance, téléskis
■ Mines, carrières, centrales à béton
■ Maisons mobiles, bateaux à quai
■ Installations n'ayant pas un caractère permanent (fêtes foraines, chantiers de construction).

2.6 Vérification périodique d'une installation électrique

Dans beaucoup de pays, toutes les installations électriques de bâtiments industriels et commerciaux ainsi que celles des établissements recevant du public doivent être testées périodiquement par des organismes agréés ou des personnes qualifiées.
La **Figure A3** indique les périodicités des vérifications généralement prescrites suivant le type d'installation.

Type d'installation		Périodicité des vérifications
Installation dans un établissement recevant des travailleurs	■ Emplacements pour lesquels existe un risque de dégradation, d'incendie ou d'explosion ■ Installations ou ateliers temporaires ■ Emplacements avec des installations MT ■ Enceintes conductrices exiguës où des appareils mobiles sont utilisés	Annuelle
	Autres cas	Tous les 3 ans
Installation dans un établissement recevant du public pour lequel une protection contre les risques d'incendie et de panique est demandée	Selon le type d'établissement et sa capacité à recevoir du public	De 1 à 3 ans
Bâtiment à usage d'habitation	Selon les règlementations locales	

Fig A3 : Périodicité des vérifications généralement recommandées pour une installation électrique

Toute installation électrique industrielle, commerciale ou située dans des établissements recevant du public doit être périodiquement vérifiée par des personnes ou organismes agréés.

Le règlement de sécurité contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public (ERP) ainsi que les décrets du 14.11.88 et du 10.10.2000 sur la protection des travailleurs prescrivent des contrôles périodiques de toute installation électrique industrielle, commerciale ou située dans des établissements recevant du public.
Ces vérifications doivent être généralement exécutées par des personnes ou organismes agréés dont la liste est publiée au JO et reprise dans les revues spécialisées.
Chaque contrôle fait l'objet d'une inscription sur un registre tenu à la disposition de l'inspecteur du travail ou du contrôleur de la Sécurité Sociale.
La périodicité des vérifications est fixée à un an, le point de départ de cette vérification étant la date de la vérification initiale opérée lors de la mise en service de l'installation. Toutefois, au titre du décret du 14/11/88, après accord du CHSCT de l'établissement et approbation de l'inspecteur du travail, la périodicité peut être portée à deux ans par le chef d'établissement si le rapport de vérification précédent ne comporte aucune observation ou si, avant l'échéance, le chef d'établissement a fait réaliser des travaux pour répondre à des observations contenues dans le rapport de vérification.

Cette conformité peut être attestée de différentes façons.

2.7 Conformité (aux normes et aux spécifications) des matériels utilisés dans l'installation

Les modes de preuve

La conformité d'un matériel aux normes qui lui sont applicables peut être attestée :
- soit par une marque de conformité telle que la marque NF-USE,
- soit par un certificat de conformité délivré par un organisme suite à des essais réalisés en laboratoire,
- soit par une déclaration de conformité du constructeur.

La déclaration de conformité

Pour le matériel à utiliser par des personnes averties ou qualifiées, c'est la déclaration de conformité du constructeur qui est en général utilisée (notifiée dans la documentation technique) et par le marquage sur l'appareil lui-même.
En cas de doute sur la compétence du constructeur, l'organisme de contrôle peut demander un certificat de conformité délivré par un laboratoire de préférence accrédité par le Réseau National d'Essai en France (RNE).

Le marquage CE et la marque de conformité

Le marquage CE est imposé par les directives européennes. Il autorise la libre circulation des matériels à l'intérieur du territoire de l'Union Européenne. Le marquage CE est apposé par les constructeurs sur les matériels conformes aux exigences essentielles de sécurité des directives européennes. Il ne garantit ni le niveau de performance d'un produit ni l'aptitude à la fonction du produit.
La marque de conformité telle que la marque NF-USE atteste d'un engagement volontaire du constructeur. Elle apporte non seulement la garantie de conformité aux normes applicables mais aussi la vérification du système d'assurance qualité du constructeur et la vérification du maintien de la qualité dans le temps grâce aux prélèvements en usine.

Certification d'Assurance Qualité

Un laboratoire qui essaie des échantillons ne peut certifier la conformité de l'ensemble d'une production : il effectue des essais dits de type. Souvent d'ailleurs, au cours de leurs essais de conformité aux normes, les échantillons sont mis hors d'usage (cf. essai d'un fusible).
Seul le constructeur peut certifier que les produits fabriqués et livrés ont bien les caractéristiques annoncées.
La certification d'Assurance Qualité a pour but de compléter la déclaration ou certification de conformité initiale.
Pour prouver que tous les moyens nécessaires pour assurer la qualité de la production sont en place, le constructeur fait certifier l'organisation de son entreprise par un organisme spécialisé : en France, l'AFAQ (Association Française pour l'Assurance de la Qualité).
Cette certification est faite en se référant aux normes internationales de la série ISO 9000 dont l'équivalent européen est la série EN 29000.
Ces normes définissent trois modèles d'Assurance Qualité qui correspondent à des situations différentes plutôt qu'à des niveaux de qualité différents :

- le modèle 3 définit comment assurer la qualité par le contrôle final des produits,
- le modèle 2 répond au cas où il faut, en plus du contrôle final du produit, contrôler également le processus de fabrication. C'est, par exemple, le cas des fusibles où on ne peut pas contrôler directement sur le produit les caractéristiques annoncées car cela le détruirait du même coup,
- le modèle 1 répond au cas où il faut en plus du modèle 2 contrôler la qualité du processus de conception, par exemple parce qu'il n'est pas envisagé de construire et d'essayer un prototype (cas de produit fabriqué à la demande et sur spécification particulière).

Environnement

Les systèmes de management environnemental, basés sur la norme internationale ISO 14001, concernent les sites industriels.
Le développement des produits respecte l'environnement en utilisant de nouvelles techniques pour mieux préserver les ressources naturelles. Les méthodes utilisées permettent de choisir l'architecture et les constituants des produits en tenant compte du bilan des impacts sur l'environnement pour tout leur cycle de vie : production, distribution, utilisation et fin de vie.
La directive européenne WEEE (Waste of Electrical and Electronic Equipment ; déchets électriques et électroniques) publiée le 13.2.2003 modifie le contexte réglementaire dans lequel évoluent les fabricants d'appareillage : ceux-ci deviennent responsables de certains de leurs produits en fin de vie ; ils doivent en gérer l'information aux recycleurs, la collecte sélective, le traitement, le financement.
La directive européenne ROHS (Restriction Of Hazardous Substances ; interdiction de substances dangereuses) interdit à partir du 1.7.2006 les métaux lourds (plomb, cadmium, mercure, chrome hexavalent) et les retardateurs de flamme PBB et PBDE.
Schneider Electric intègre dans ses processus les normes du moment et leurs évolutions prévisibles.

Parmi les avantages pour ses clients et partenaires :

- une démarche durable, comprise dans le management de l'entreprise,
- une contribution à la diminution de la consommation d'énergie, d'eau et de matières,
- un atout dans la qualification de Schneider Electric comme fournisseur,
- une aide à la démarche commerciale : argumentaire de vente, atout à l'exportation.

3 Caractéristiques des récepteurs

L'examen des puissances utilisées par les récepteurs : un préalable à la conception d'une installation BT.

L'inventaire des puissances réellement consommée par chaque récepteur permet d'établir :
- la puissance d'utilisation qui détermine le contrat de fourniture en énergie,
- le dimensionnement du transformateur MT/BT, si existant (en prenant en compte les extensions de charges prévisionnelles,
- les niveaux de charge pour chaque tableau de distribution.

3.1 Moteurs asynchrones

Intensité absorbée

L'intensité absorbée (Ia) est donnée par les formules ci-après :

- en triphasé : $Ia = \frac{Pn \times 10^3}{\sqrt{3} \times U \times \eta \times \cos \varphi}$
- en monophasé : $Ia = \frac{Pn \times 10^3}{U \times \eta \times \cos \varphi}$

avec :

Ia : intensité absorbée (en A)

Pn : puissance nominale (en kW)

U : tension entre phases pour les moteurs triphasés ou entre les bornes de connexion pour les moteurs monophasés (en volts). Un moteur monophasé peut être connecté entre phases ou entre phase et neutre

η : rendement soit kW sortie/kW entrée

cos φ : facteur de puissance soit kW entrée/kVA entrée

Rappel : La puissance nominale (Pn) d'un moteur correspond à la puissance mécanique disponible sur son arbre.
La puissance apparente Pa (kVA) est la puissance pour laquelle est dimensionnée la ligne en fonction du rendement et du facteur de puissance du moteur :

$$Pa = \frac{Pn}{\eta \cos\varphi}$$

Courants subtransitoires et réglage des protections

- Les valeurs des courants subtransitoires peuvent être très élevées : la valeur typique est de 12 à 15 fois l'intensité nominale efficace du moteur (Inm). Parfois cette valeur peut atteindre 25 fois Inm.
- Les associations de disjoncteurs, contacteurs et relais thermiques Schneider Electric sont prévues en standard pour supporter les courants subtransitoires importants (jusqu'à 19 Inm) générés par le démarrage des moteurs.
- S'il se produit des déclenchements intempestifs au démarrage, cela signifie que l'intensité du courant de démarrage dépasse la valeur limite normale. Il en résulte que les tenues maximales de l'appareillage peuvent être atteintes, leur durée de vie peut être réduite et même certains dispositifs peuvent être détruits. Afin d'éviter une telle situation, un surdimensionnement de l'appareillage doit être considéré.
- Les appareillages Schneider Electric sont aussi conçus pour assurer la protection des départs moteurs contre les surintensités. Des tables de coordination indiquent les associations disjoncteur, contacteur et relais thermique pour réaliser une coordination de type 1 ou de type 2 suivant le risque acceptable par l'utilisateur(1) (voir chapitre N).

Courant de démarrage

Bien que des moteurs à haut rendement peuvent être trouvés sur le marché, leur courant de démarrage est en pratique du même ordre de grandeur que celui des moteurs standard.
L'utilisation d'un démarreur étoile-triangle, d'un démarreur statique ou d'un variateur de vitesse permet de réduire l'intensité du courant de démarrage (Exemple : 4 Ia au lieu de 7,5 Ia).

Compensation de l'énergie réactive consommée par les moteurs asynchrones

Il est généralement avantageux pour des raisons techniques et financières de réduire le courant absorbé par les moteurs asynchrones. Cela peut être réalisé en utilisant des batteries de condensateurs sans réduire la puissance de sortie des moteurs.
L'application de ce principe au fonctionnement d'un moteur asynchrone est généralement désignée par "amélioration du facteur de puissance" ou "correction du facteur de puissance".

(1) Dans la coordination de type 1, un court-circuit ne doit pas occasionner de danger aux personnes ou aux installations mais le départ moteur pourra ne pas être en mesure de fonctionner ensuite sans réparation ou remplacement de pièces.

Dans la coordination de type 2, un court-circuit ne doit pas occasionner de danger aux personnes ou aux installations et le départ moteur doit être en mesure de fonctionner ensuite sans réparation ou remplacement de pièces. Cependant le risque de soudure des contacts est admis.

Comme développé dans le chapitre L, la puissance apparente (kVA) consommée par un moteur asynchrone peut être significativement réduite par la mise en parallèle d'une batterie de condensateurs à ses bornes. La réduction de la puissance apparente consommée, kVA entrée, signifie une réduction similaire du courant absorbé (à tension constante).

La compensation de la puissance réactive est particulièrement conseillée pour des moteurs qui fonctionnent durant de longues périodes à faible charge.

Comme indiqué ci-dessus, le facteur de puissance $\cos\varphi = \frac{\text{kW entrée}}{\text{kVA entrée}}$.

De ce fait, une réduction de la puissance apparente consommée, kVA entrée, augmente (c'est à dire améliore) la valeur du facteur de puissance.

L'intensité I_a absorbée après compensation de l'énergie réactive est égale à :

$$I = I_a \frac{\cos\varphi}{\cos\varphi'}$$

où $\cos\varphi$ est le facteur de puissance avant compensation et $\cos\varphi'$ celui après compensation, I_a étant le courant initialement consommé.

La **Figure A4** ci-dessous indique, en fonction de la puissance nominale des moteurs, les intensités nominales typiques du courant moteur pour différentes valeurs de tension d'alimentation.

kW	hp	230 V A	380 - 415 V A	400 V A	440 - 480 V A	500 V A	690 V A
0,18	-	1,0	-	0,6	-	0,48	0,35
0,25	-	1,5	-	0,85	-	0,68	0,49
0,37	-	1,9	-	1,1	-	0,88	0,64
-	1/2	-	1,3	-	1,1	-	-
0,55	-	2,6	-	1,5	-	1,2	0,87
-	3/4	-	1,8	-	1,6	-	-
-	1	-	2,3	-	2,1	-	-
0,75	-	3,3	-	1,9	-	1,5	1,1
1,1	-	4,7	-	2,7	-	2,2	1,6
-	1-1/2	-	3,3	-	3,0	-	-
-	2	-	4,3	-	3,4	-	-
1,5	-	6,3	-	3,6	-	2,9	2,1
2,2	-	8,5	-	4,9	-	3,9	2,8
-	3	-	6,1	-	4,8	-	-
3,0	-	11,3	-	6,5	-	5,2	3,8
3,7	-	-	-	-	-	-	-
4	-	15	9,7	8,5	7,6	6,8	4,9
5,5	-	20	-	11,5	-	9,2	6,7
-	7-1/2	-	14,0	-	11,0	-	-
-	10	-	18,0	-	14,0	-	-
7,5	-	27	-	15,5	-	12,4	8,9
11	-	38,0	-	22,0	-	17,6	12,8
-	15	-	27,0	-	21,0	-	-
-	20	-	34,0	-	27,0	-	-
15	-	51	-	29	-	23	17
18,5	-	61	-	35	-	28	21
-	25	-	44	-	34	-	
22	-	72	-	41	-	33	24
-	30	-	51	-	40	-	-
-	40	-	66	-	52	-	-
30	-	96	-	55	-	44	32
37	-	115	-	66	-	53	39
-	50	-	83	-	65	-	-
-	60	-	103	-	77	-	-
45	-	140	-	80	-	64	47
55	-	169	-	97	-	78	57
-	75	-	128	-	96	-	-
-	100	-	165	-	124	-	-
75	-	230	-	132	-	106	77
90	-	278	-	160	-	128	93
-	125	-	208	-	156	-	-
110	-	340	-	195		156	113
-	150	-	240	-	180	-	-
132	-	400	-	230	-	184	134
-	200	-	320	-	240	-	-
150	-	-	-	-	-	-	-
160	-	487	-	280	-	224	162
185	-	-	-	-	-	-	-

Fig. A4 : Puissance nominale et courant nominal (suite page suivante)

kW	hp	230 V A	380 - 415 V A	400 V A	440 - 480 V A	500 V A	690 V A
-	250	-	403	-	302	-	-
200	-	609	-	350	-	280	203
220	-	-	-	-	-	-	-
-	300	-	482	-	361	-	-
250	-	748	-	430	-	344	250
280	-	-	-	-	-	-	-
-	350	-	560	-	414	-	-
-	400	-	636	-	474	-	-
300	-	-	-	-	-	-	-
315	-	940	-	540	-	432	313
-	540	-	-	-	515	-	-
335	-	-	-	-	-	-	-
355	-	1061	-	610	-	488	354
-	500	-	786	-	590	-	-
375	-	-	-	-	-	-	-
400	-	1200	-	690	-	552	400
425	-	-	-	-	-	-	-
450	-	-	-	-	-	-	-
475	-	-	-	-	-	-	-
500	-	1478	-	850	-	680	493
530	-	-	-	-	-	-	-
560	-	1652	-	950	-	760	551
600	-	-	-	-	-	-	-
630	-	1844	-	1060	-	848	615
670	-	-	-	-	-	-	-
710	-	2070	-	1190	-	952	690
750	-	-	-	-	-	-	-
800	-	2340	-	1346	-	1076	780
850	-	-	-	-	-	-	-
900	-	2640	-	1518	-	1214	880
950	-	-	-	-	-	-	-
1000	-	2910	-	1673	-	1339	970

Fig. A4 : Puissance nominale et courant nominal (par tension d'alimentation)

3.2 Appareils de chauffage et lampes à incandescence normales ou à halogène

Le courant consommé par un appareil de chauffage ou une lampe à incandescence est facilement déductible de la puissance nominale Pn indiquée par le constructeur (car cos φ = 1) (voir **Fig. A5**).

Puissance nominale (kW)	Intensité absorbée (A)			
	mono 127 V	**mono 230 V**	**tri 230 V**	**tri 400 V**
0,1	0,79	0,43	0,25	0,14
0,2	1,58	0,87	0,50	0,29
0,5	3,94	2,17	1,26	0,72
1	7,9	4,35	2,51	1,44
1,5	11,8	6,52	3,77	2,17
2	15,8	8,70	5,02	2,89
2,5	19,7	10,9	6,28	3,61
3	23,6	13	7,53	4,33
3,5	27,6	15,2	8,72	5,05
4	31,5	17,4	10	5,77
4,5	35,4	19,6	11,3	6,5
5	39,4	21,7	12,6	7,22
6	47,2	26,1	15,1	8,66
7	55,1	30,4	17,6	10,1
8	63	34,8	20,1	11,5
9	71	39,1	22,6	13
10	79	43,5	25,1	14,4

Fig. A5 : Intensité absorbée par les appareils de chauffage et d'éclairage incandescent (normal ou halogène)

L'intensité du courant est donnée par :

- dans le cas d'un réseau triphasé : $Ia = \frac{Pn}{\sqrt{3}\,U}$ (1)
- dans le cas d'un réseau monophasé : $Ia = \frac{Pn}{U}$ (1)

où U est la tension aux bornes de l'appareil.

Pour une lampe, la présence de gaz halogène permet d'avoir une source lumineuse plus concentrée. Le rendement est supérieur, la durée de vie doublée.

Note : à la mise sous tension, le filament froid est à l'origine de pointes de courant intenses et brèves.

Lampes fluorescentes avec ballast

La puissance en W indiquée sur le tube d'une lampe fluorescente ou à décharge ne comprend pas la puissance absorbée par le ballast.

La puissance Pn (watts) indiquée sur le tube d'un éclairage à lampe fluorescente ne comprend pas la puissance absorbée par le ballast.
Le courant absorbé est en fait :

$$Ia = \frac{P_{ballast} + Pn}{U \cos \varphi}$$

où U = tension aux bornes de la lampe, complète avec son ballast.
Si les pertes du ballast ne sont pas mentionnées, une valeur de 25% de Pn peut être utilisée pour les apprécier.

Lampes fluorescentes tubulaires classiques

Avec (si aucune autre indication n'est mentionnée) :

- cos φ = 0,6 sans capacité de correction(2) du facteur de puissance (FP),
- cos φ = 0,86 avec une correction(2) du facteur de puissance (FP) (tube simple ou tube duo),
- cos φ = 0,96 avec un ballast électronique.

Si les pertes du ballast ne sont pas mentionnées, une valeur de 25% de Pn peut être utilisée pour les apprécier.
La **Figure A6** donne directement ces valeurs pour les différents montage de ballast.

Type de montage	Puissance des tubes (W) (3)	Courant absorbé (A) en 230 V			Long. des tubes (cm)
		Ballast magnétique		Ballast électronique	
		sans capacité de correction du FP	avec capacité de correction du FP		
Tube simple	18	0,20	0,14	0,10	60
	36	0,33	0,23	0,18	120
	58	0,50	0,36	0,28	150
Tubes duo	2 x 18		0,28	0,18	60
	2 x 36		0,46	0,35	120
	2 x 58		0,72	0,52	150

(3) Puissance en Watts indiquée sur le tube

Fig. A6 : Courants et puissances consommés pour des tubes d'éclairage fluorescents de dimensions courantes

Lampes fluorescentes compactes

Les lampes fluorescentes compactes ont les mêmes caractéristiques d'économie et de longévité que les lampes tubulaires. Elles sont utilisées dans les lieux publics éclairés en permanence (ex : couloirs, halls, bars, etc.) et se montent en lieu et place des lampes à incandescence. (cf. **Fig. A7** page suivante).

(1) Ia en ampère, U en volts, Pn en watts. Si Pn est exprimé en kW, multiplier le second membre de l'équation par 1000.

(2) L'expression "correction du facteur de puissance" fait souvent référence au terme de "compensation" dans la terminologie des tubes d'éclairage à décharge. Le cos φ est approximativement de 0,95 (le passage à zéro de la tension V et du courant I est pratiquement en phase) mais le facteur de puissance est de 0,5 du fait de la forme d'onde du courant en impulsion, le courant crête étant "en retard " à chaque demi période.

Type de lampe	Puissance de la lampe (W)	Courant absorbé à 230 V (A)
Fluocompacte à ballast séparé	10	0.080
	18	0.110
	26	0.150
Fluocompacte à ballast intégré	8	0.075
	11	0.095
	16	0.125
	21	0.170

Fig. A7 : Courants et puissance consommés pour des lampes fluorescentes compactes (sous 230 V - 50 Hz)

Lampes à décharge

La **Figure A8** indique le courant consommé par un appareil complet, y compris avec son ballast.

Ces lampes utilisent le principe de la décharge électrique dans une ampoule de verre étanche remplie de gaz ou de vapeur d'un composant métallique, à pression déterminée. Ces lampes ont des durées d'allumage importantes pendant lesquelles elles consomment un courant Ia supérieur à leur courant nominal In. Leur puissance et l'intensité absorbées sont données pour les différents types de lampe (valeurs indicatives pouvant varier légèrement d'un constructeur à l'autre).

Type de lampe (W)	Puissance absorbée (W) sous		Intensité absorbée In (A)				Allumage		Efficacité lumineuse (lumens par watt)	Durée de vie moyenne (h)	Utilisation
			FP non corrigé		FP corrigé		Ia/In	Durée (min)			
	230 V	400 V	230 V	400 V	230 V	400 V					
Lampes à vapeur de sodium à haute pression											
50	60		0,76		0,3		1,4 à 1,6	4 à 6	80 à 120	9000	■ Eclairage grands halls
70	80		1		0,45						■ Eclairage extérieur
100	115		1,2		0,65						■ Eclairage publique
150	168		1,8		0,85						
250	274		3		1,4						
400	431		4,4		2,2						
1000	1055		10,45		4,9						
Lampes à vapeur de sodium à basse pression											
26	34,5		0,45		0,17		1,1 à 1,3	7 à 15	100 à 200	8000 à 12000	■ Eclairage des autoroutes
36	46,5				0,22						■ Eclairage de sécurité, quai de gares
66	80,5				0,39						■ Plateforme, aires de stockage
91	105,5				0,49						
131	154				0,69						
Lampes à vapeur de mercure + halogénure métallique (aussi appelées iodures métalliques)											
70	80,5		1		0,40		1,7	3 à 5	70 à 90	6000	■ Eclairage de grands espaces par projecteurs ex. : stades
150	172		1,80		0,88					6000	
250	276		2,10		1,35					6000	
400	425		3,40		2,15					6000	
1000	1046		8,25		5,30					6000	
2000	2092	2052	16,50	8,60	10,50	6				2000	
Lampes à vapeur de mercure + substance fluorescente (ballon fluorescent)											
50	57		0,6		0,30		1,7 à 2	3 à 6	40 à 60	8000 à 12000	■ Atelier de grande hauteur (halls, hangars)
80	90		0,8		0,45						■ Eclairage extérieur
125	141		1,15		0,70						■ Rendement faible(1)
250	268		2,15		1,35						
400	421		3,25		2,15						
700	731		5,4		3,85						
1000	1046		8,25		5,30						
2000	2140	2080	15		11	6,1					

(1) Remplacées par lampes à vapeur de sodium,

Nota : ces lampes sont sensibles aux creux de tension. Elles s'éteignent lorsque la tension à leurs bornes est < 50 % de leur tension nominale pour ne se réallumer qu'après un temps de refroidissement de 4 minutes.

Nota : les lampes à vapeur de sodium à basse pression ont un rendement lumineux supérieur à toute autre source existante. Cependant, leur emploi est limité par le fait qu'elles émettent une lumière jaune orangé qui dégrade le rendu des couleurs.

Fig. A8 : Intensité absorbée par les lampes à décharge

4 La puissance d'une installation

Afin de concevoir une installation, il est nécessaire d'estimer le plus justement possible la puissance maximale (puissance d'utilisation) que devra fournir le distributeur d'énergie.
Baser le calcul de la puissance d'utilisation simplement sur la somme arithmétique des puissances de tous les récepteurs installés existants conduirait à des résultats économiquement extraordinairement surévalués et serait en terme d'ingénierie d'une mauvaise pratique.
L'objet de ce chapitre est de fournir une méthodologie pour l'estimation de la puissance d'utilisation. Il est nécessaire, pour cette estimation, d'évaluer quelques facteurs prenant en compte :

- la diversité (le non fonctionnement simultané de tous les récepteurs pour un groupe donné),
- le niveau d'utilisation réel des récepteurs installés (par exemple un moteur électrique n'est généralement pas utilisé à sa pleine capacité de charge, etc.),
- le niveau d'utilisation prévisionnel des récepteurs installés et des extensions de charges possibles.

Les valeurs données sont basées sur l'expérience et sur des enregistrements réalisés sur des installations existantes. En plus de fournir une base de donnés pour le calcul de l'installation de chaque circuit, la méthodologie proposée permet, à partir de ces calculs de base, de fournir une valeur globale pour la puissance d'utilisation de l'installation, sur laquelle peut être spécifié le cahier des charges du système de fourniture en énergie (réseaux de distribution, transformateur MT/BT, ou groupe électrogène).

4.1 Puissance installée (kW)

Ne pas confondre la puissance installée (cf. § 4.1 ci-contre) et la puissance d'utilisation (cf. § 4.3 page suivante).

La puissance installée (kW) est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation.

L'indication de la puissance nominale (Pn) est marquée sur la plupart des appareils et équipements électriques. En pratique, la puissance nominale n'est pas toujours la puissance réellement consommée par le récepteur. Par exemple, dans le cas :

- d'un moteur électrique, la puissance nominale correspond à la puissance de sortie sur son arbre. La puissance d'entrée consommée est évidemment plus importante,
- de lampes fluorescentes et de lampes à décharge, qui ont un ballast stabilisateur, la puissance nominale indiquée sur la lampe (qui est celle consommée par la lampe seule) est inférieure à la puissance consommée par la lampe et son ballast.

Les méthodes d'évaluation des consommations réelles de puissance pour les moteurs et les appareils d'éclairage sont décrites dans la Section 3 de ce chapitre.

La puissance installée (kW) est la donnée significative pour le choix du dimensionnement d'un groupe électrogène ou de batteries et quand des exigences de fonctionnement uni horaire sont à considérer.

4.2 Puissance absorbée Pa (kVA)

La puissance (apparente) absorbée Pa par une charge (qui peut être un simple appareil) est obtenue à partir de sa puissance nominale (corrigée si nécessaire, comme indiqué ci-dessus pour les appareils d'éclairage, etc.) et de l'application des coefficients suivants :

η = rendement unitaire = kW sortie/kW entrée

cos φ = facteur de puissance = kW entrée/kVA entrée

La puissance apparente consommée de la charge

Pa = Pn /(η x cos φ)

De cette valeur se déduit le courant pleine charge absorbé Ia(1) :

- $Ia = \frac{Pa \times 10^3}{V}$

pour une charge monophasée connectée entre phase et neutre

- $Ia = \frac{Pa \times 10^3}{\sqrt{3} \times U}$

pour une charge triphasée :

V = tension phase-neutre (volts)

U = tension phase-phase (volts)

(1) Pour une plus grande précision, les facteurs d'un maximum d'utilisation doivent être pris en compte comme expliqué page suivante en 4.3.

La puissance absorbée (puissance apparente installée) est souvent supposée être la somme arithmétique des puissances apparentes de chaque récepteur (cette sommation est exacte si toutes les charges ont le même facteur de puissance).

Cependant, il est souvent fait une simple sommation arithmétique pour des raisons pratiques. De fait, la valeur de la puissance apparente obtenue est supérieure à la valeur de la puissance absorbée, la différence représente une "marge sur conception" acceptable.

Quand les caractéristiques de quelques ou de tous les récepteurs ne sont pas connues, les valeurs indiquées sur la **Figure A9** peuvent être utilisées pour estimer très approximativement les VA consommés (les charges individuelles sont généralement trop petites pour être exprimées en kVA ou en kW). Pour les appareils d'éclairage, les estimations sont basées sur une surface au sol de 500 m².

Eclairage fluorescent (compensé à cos φ = 0,86)		
Type d'exploitation	**Puissance estimée (VA/m²) tube fluorescent avec réflecteur industriel(1)**	**Eclairement moyen (lux = lm/m²)**
Voies de circulation, aires de stockage, sans travail continu	7	150
Gros travaux : fabrication/ assemblages de grosses pièces	14	300
Travaux courants : travail de bureau	24	500
Travaux fins : bureaux de dessins, ateliers de montage de précision	41	800
Force motrice		
Type d'exploitation	**Puissance estimée (VA/m²)**	
Centrale de pompage air comprimé	3 à 6	
Ventilation des locaux	23	
Chauffage électrique par convecteur : maison individuelle appartement	115 à 146 90	
Bureaux	25	
Atelier d'expédition	50	
Atelier de montage	70	
Atelier d'usinage	300	
Atelier de peinture	350	
Atelier de traitement thermique	700	

(1) Exemple : tube 65 W (ballast non compris), flux 5100 lumens (lm), efficacité lumineuse du tube = 78,5 lm / W.

Fig. A9 : Estimation des puissances installées

4.3 Puissance d'utilisation Pu (kVA)

Les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine charge : des facteurs de simultanéité (ks) et d'utilisation (ku) permettent de calculer la puissance d'utilisation (kVA). La puissance d'utilisation sert à dimensionner l'installation pour la souscription du contrat de fourniture d'énergie électrique.

De fait les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine charge : des facteurs de simultanéité (ks) et d'utilisation (ku) permettant de pondérer la puissance apparente maximale réellement absorbée par chaque récepteur et groupes de récepteurs.
La puissance d'utilisation Pu (kVA) est la somme arithmétique de ces puissances apparentes valorisées.
La puissance d'utilisation Pu est la donnée significative pour la souscription d'un contrat de fourniture en énergie électrique à partir d'un réseau publique BT ou MT (et dans ce cas, pour dimensionner le transformateur MT/BT).

Facteur d'utilisation maximale (ku)

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation.
Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.
Ceci se vérifie pour des équipements comportant des moteurs susceptibles de fonctionner en dessous de leur pleine charge.
Dans une installation industrielle, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0,75 pour les moteurs.
Pour l'éclairage et le chauffage, il sera toujours égal à 1.
Pour les prises de courant, tout dépend de leur destination.

Facteur de simultanéité (ks)

Tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément.
C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuits) des facteurs de simultanéité.
Le facteur de simultanéité s'applique à chaque regroupement de récepteurs (exemple au niveau d'un tableau terminal, d'un tableau divisionnaire, d'une armoire…).
La détermination de ces facteurs de simultanéité implique la connaissance détaillée de l'installation et de ses conditions d'exploitation. Des valeurs précises applicables à tous les cas ne peuvent donc pas être précisées.

Cependant les normes NF C 14-100, NF C 63-410 et le guide UTE C 15-105 donnent des indications sur ce facteur.

Facteur de simultanéité pour un immeuble

Quelques valeurs typiques sont indiquées en **Figure A10** et sont applicables aux abonnés domestiques alimentés en triphasé 4 fils 230/400V.
Dans le cas d'abonnés utilisant le chauffage électrique par accumulation, le facteur conseillé est de 0,8 quel que soit le nombre d'abonnés.

Nombre d'abonnés situés en aval	Facteur de simultanéité (ks)
2 à 4	1
5 à 9	0,78
10 à 14	0,63
15 à 19	0,53
20 à 24	0,49
25 à 29	0,46
30 à 34	0,44
35 à 39	0,42
40 à 49	0,41
50 et au-dessus	0,38

Fig. A10 : Facteur de simultanéité dans un immeuble d'habitation

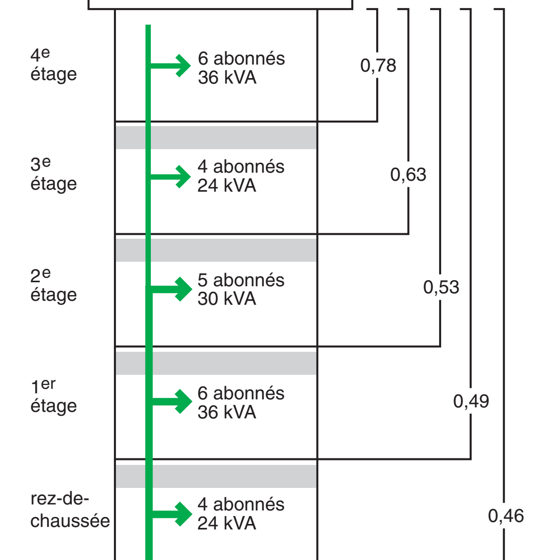


Fig. A11 : Application du facteur de simultanéité (ks) à un immeuble de 4 étages + rez-de-chaussée (correspondant à la norme NF C 14-100)

Exemple (cf. **Fig. A11**) :
Immeuble 4 étages + rez-de-chaussée, 25 abonnés de 6 kVA chacun.
Pour une puissance installée de 36 + 24 + 30 + 36 + 24 soit 150 kVA, la puissance nécessaire est de :
150 x 0,46 = 69 kVA.
A partir du tableau reproduit en Figure A10, il est possible de déterminer l'intensité I des différentes parties de la canalisation collective. Pour les colonnes alimentées à leur partie inférieure, la section des conducteurs peut décroître depuis le pied jusqu'au sommet.
Ces changements de section doivent être espacés d'au moins 3 étages.
Dans notre exemple, I au rez-de-chaussée est de :

$$\frac{150 \text{ x } 0.46 \text{ x } 10^3}{400\sqrt{3}} = 100 \text{ A}$$

Is au 3e étage est de :

$$\frac{(36+24) \text{ x } 0.63 \text{ x } 10^3}{400\sqrt{3}} = 55 \text{ A}$$

Facteur de simultanéité pour les armoires de distribution

La **Figure A12** indique des valeurs estimées de ks pour un tableau de distribution alimentant un nombre de circuits pour lesquels il n'y a aucune information sur la manière dont la charge totale est répartie entre eux.
Si l'armoire est composée principalement de circuits d'éclairage, il est prudent de majorer ces facteurs.

Nombre de circuits	Facteur de simultanéité (ks)
Ensembles entièrement testés	
2 et 3	0,9
4 et 5	0,8
6 à 9	0,7
10 et plus	0,6
Ensembles partiellement testés	
choisir dans tous les cas	1,0

Fig. A12 : Facteur de simultanéité pour armoire de distribution (CEI 60439 et NF C 63-410)

Facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation

La **Figure A13** indique les valeurs du facteur ks pouvant être utilisées sur des circuits alimentant des types de charges les plus courantes.

Utilisation		Facteur de simultanéité (ks)
Eclairage		1
Chauffage et conditionnement d'air		1
Prises de courant		0,1 à 0,2 (1)
Ascenseur et monte-charge (2)	■ Pour le moteur le plus puissant	1
	■ Pour le moteur suivant	0,75
	■ Pour les autres	0,60

(1) Dans certains cas, notamment les installations industrielles, ce facteur peut être plus élevé.

(2) Le courant à prendre en considération est égal au courant nominal du moteur, majoré du tiers du courant de démarrage.

Fig. A13 : Facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation (CEI 60439 et NF C 63-410)

Facteur de diversité

Le facteur de diversité, tel que défini par les normes CEI, est identique au facteur de simultanéité (ks) de ce guide, tel que décrit en 4.3. Dans certains pays anglosaxons, cependant, le facteur de diversité est l'inverse de ks de ce fait il est toujours ⩾ 1.

4.4 Exemple d'application des facteurs ku et ks

La **Figure A14** sur la page suivante montre un exemple d'estimation de la valeur de la puissance d'utilisation à tous les niveaux d'une installation, à partir des charges jusqu'au point d'alimentation.
Dans cet exemple, à la somme des puissances absorbées de 126,6 kVA correspond une puissance d'utilisation aux bornes du transformateur de 58 kVA seulement.

Note : pour la détermination des canalisations, le courant d'emploi découle directement de la puissance d'utilisation en triphasé :

$$I = \frac{kVA \times 10^3}{U\sqrt{3}}$$

où kVA est la valeur de la puissance d'utilisation triphasée indiquée sur le diagramme pour le circuit concerné et U est la tension phase-phase (en volts).

Utilisation			puis. absorbée kVA	facteur d'utilisation maxi	puis. d'utilisation maxi kVA	1er niveau facteur de simultanéité	1er niveau puis. d'utilisation kVA	2e niveau facteur de simultanéité	2e niveau puis. d'utilisation kVA	3e niveau facteur de simultanéité	3e niveau puis. d'utilisation kVA
Atelier A	Tour	n°1	5	0,8	4	coffret divisionnaire 0,75	14,4 (force)	armoire d'atelier A 0,9	18,9	armoire générale 0,8	58 (BT HTA)
		n°2	5	0,8	4						
		n°3	5	0,8	4						
		n°4	5	0,8	4						
	Perceuse	n°1	2	0,8	1,6						
		n°2	2	0,8	1,6						
	5 prises 10/16 A		18	1	18	0,2	3,6 (prises)				
	30 fluos		3	1	3	1	3 (lumière)				
Atelier B	Compresseur		15	0,8	12	1	12 (force)	armoire d'atelier B 0,9	15,6		
	3 prises 10/16 A		10,6	1	10,6	0,4	4,3 (prises)				
	10 fluos		1	1	1	1	1 (lumière)				
Atelier C	Ventilateur	n°1	2,5	1	2,5	coffret divisionnaire 1	35 (force)	armoire d'atelier C 0,9	37,8		
		n°2	2,5	1	2,5						
	Fours	n°1	15	1	15						
		n°2	15	1	15						
	5 prises 10/16 A		18	1	18	0,28	5 (prises)				
	20 fluos		2	1	2	1	2 (lumière)				

Fig A14 : Exemple d'estimation des puissances (les facteurs utilisés à titre d'exemple n'ont qu'une valeur indicative)

4.5 Choix de la puissance nominale du transformateur

Quand une installation doit être alimentée par un transformateur MT/BT et que la puissance d'utilisation de l'installation a été déterminée, un dimensionnement approprié du transformateur peut être déterminé en tenant compte (cf **Fig. A15**) :

- des possibilités d'amélioration du facteur de puissance de l'installation (cf chap.L),
- des extensions prévisibles de l'installation,
- des contraintes d'installation (température...),
- et des puissances nominales existantes.

Puissance apparente	In (A)	
kVA	**230 V**	**400 V**
100	244	141
160	390	225
250	609	352
315	767	444
400	974	563
500	1218	704
630	1535	887
800	1949	1127
1000	2436	1408
1250	3045	1760
1600	3898	2253
2000	4872	2816
2500	6090	3520
3150	7673	4436

Fig. A15 : Puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensités nominales correspondantes

L'intensité nominale du transformateur triphasé s'obtient à partir de sa puissance P et de la tension secondaire à vide par :

$$In = \frac{P \times 10^3}{U \sqrt{3}}$$

avec

- P : puissance du transformateur en kVA,
- U : tension secondaire à vide (237 ou 410 V),
- In en ampères.

En monophasé :

$$In = \frac{P \times 10^3}{V}$$

avec

- V = tension entre les bornes BT à vide (en volts)

Formules simplifiées :
- pour 400 V (en charge triphasé) : In = P (kVA) x 1,4

Les normes pour les transformateurs de puissance sont les normes internationales CEI 60076, 60551 et 60726 et les normes françaises NFC 52-100, 52-161 et 52-726.

4.6 Quelle source choisir ?

L'importance de maintenir une continuité de fourniture de l'énergie soulève la question de l'utilisation d'une alimentation de remplacement. Le choix et les caractéristiques de ces alimentations sont décrits au chapitre D.
Pour la source principale, il reste à faire le choix de l'alimentation par un réseau moyenne tension ou par un réseau basse tension.

En pratique, le raccordement à un réseau MT peut être nécessaire lorsque les puissances absorbées par les récepteurs excédent (ou éventuellement sont prévues d'excéder) une certaine valeur - généralement égale à 250 kVA - ou, si la qualité de service recherchée est incompatible, avec une fourniture basse tension.

Toutefois si l'installation risque de perturber le réseau de distribution publique, le distributeur peut orienter l'exploitant vers le raccordement en moyenne tension.

L'alimentation MT n'est pas sans intérêt ; en effet, l'abonné MT :
- n'est pas gêné par les autres abonnés, ce qui peut être le cas en BT,
- est libre de choisir le schéma de liaison à la terre,
- bénéficie d'une tarification plus économique,
- peut faire face à une très forte augmentation de puissance.

Il faut toutefois noter que :
- l'abonné est le propriétaire du poste MT/BT et, dans certains pays, il doit le construire et l'équiper à ses frais. Le distributeur peut dans certains cas participer à l'investissement au niveau de la ligne MT,
- souvent, une partie des coûts du raccordement peut être récupérée, par le premier abonné par exemple, si un second abonné se raccorde au réseau MT sous un certain délai par le raccordement initial du premier abonné,
- l'abonné n'a accès qu'à la cellule BT, l'accès à la partie MT étant réservé au distributeur (relevés des compteurs, manœuvres, etc.). Dans certains pays, les disjoncteurs de protection MT (ou les interrupteurs fusibles en charge) peuvent être manœuvrés par l'abonné,
- le type de poste et son emplacement sont choisis en accord avec le distributeur.



Chapitre B
Raccordement au réseau de distribution publique MT

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 L'alimentation en moyenne tension

Le terme «moyenne tension» est habituellement utilisé pour désigner des réseaux de distribution de tension supérieure à 1 kV et allant généralement jusqu'à 52 kV[1]. Pour des raisons techniques et économiques, la tension nominale des réseaux de distribution moyenne tension dépasse rarement 35 kV.

Dans ce chapitre les réseaux de tension d'utilisation inférieure ou égale à 1000 V sont désignés par réseaux basse tension (BT). Les réseaux nécessitant un transformateur d'abaissement de la tension pour alimenter des réseaux BT seront désignés par réseaux moyenne tension (MT).

En France, le terme HTA (Haute tension A) est utilisé à la place de MT (moyenne tension) pour désigner les tensions de valeur assignée 1 < U ⩽ 50 kV, et le terme HTB pour désigner les tensions > 50 kV (voir tableau page A5).
On distingue ainsi :
- le réseau public de transport HTB, composé des lignes de tension en général de 63, 225, 400 kV (parfois 90 ou 150 kV) pour le transport de quantités importantes d'énergie sur de grandes distances. Depuis la libéralisation du marché de l'électricité il est géré par RTE (Réseau de Transport d'Electricité).
- les réseaux publics de distribution HTA, le plus souvent en 20 kV (encore parfois 15 kV et quelques réseaux 33 kV) qui desservent l'échelon local. Ces réseaux sont gérés par des sociétés gestionnaires de réseau de distribution (GRD) comme ERDF (Electricité Réseau Distribution France) et des régies locales.

Le raccordement d'un utilisateur au réseau HTA se fait pour des besoins de puissance supérieurs à 250 kW. Le contrat de fourniture peut être passé avec le GRD ou un fournisseur utilisant les lignes de ce dernier.
Le réseau HTA est triphasé (trois fils conducteurs ou phases).

Les principales caractéristiques de l'alimentation en MT sont :
- *la tension nominale,*
- *le courant de court-circuit,*
- *le courant assigné en service,*
- *le schéma des liaisons à la terre.*

1.1 Caractéristiques de l'alimentation par réseau moyenne tension

Les caractéristiques du réseau MT déterminent le choix de l'appareillage utilisé dans la sous-station MT ou MT/BT et dépendent des pays. Leur connaissance est indispensable pour déterminer et réaliser le raccordement.

Caractéristiques d'alimentation HTA en France

A partir du poste MT (appelé poste source HTA) la distribution d'énergie électrique se fait en général en 20 kV jusqu'à la sous-station MT (appelée poste HTA), qui peut être un poste HTA/BT du réseau public ou un poste client HTA.
Les postes clients HTA sont appelés postes de livraison à comptage BT (voir page B22) ou à comptage HTA (page B32).
La structure d'un raccordement au réseau HTA dépend :
- des caractéristiques des réseaux aériens ou souterrains voisins,
- du degré de continuité de service recherché par l'utilisateur qui peut demander une deuxième alimentation sur un réseau adjacent ou même sur un poste source voisin.

Tension nominale (cf. Fig. B1)

Le niveau d'isolement de l'appareillage HTA est choisi en fonction de la tension nominale du réseau d'alimentation.

tension nominale du réseau d'alimentation (kV)	U ⩽ 6,6	6,6 < U ⩽ 22	22 < U ⩽ 33
tension la plus élevée assignée pour le matériel HTA (kV)	7,2	24	36

Fig. B1 : Tension assignée en fonction de la tension nominale du réseau d'alimentation (NF C13-100 tableau 31A)

Courant de court-circuit (cf. Fig. B2)

Il est différent selon la tension du réseau d'alimentation. L'appareillage HTA doit le supporter pendant 1 seconde.
En 20 kV la tenue de court-circuit requise est 12,5 kA - 1s.

(1) D'après la définition de la CEI, les frontières entre moyenne et haute tension sont imprécises, dépendent de circonstances locales et historiques et généralement se situent entre 30 kV et 100 kV (Note de la CEI 601-01-28).

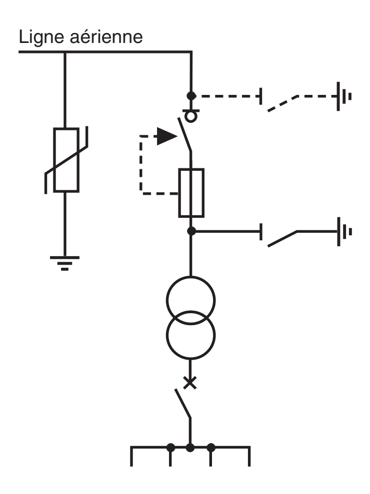


Fig. B3 : Schéma en simple dérivation (une alimentation)

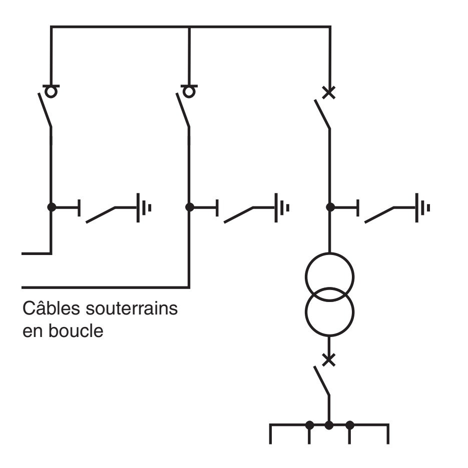


Fig. B4 : Schéma en coupure d'artère (deux alimentations). La protection du transformateur est assurée, selon les normes en vigueur, par disjoncteur ou interrupteur-fusible comme en figure B3

Tension nominale du réseau d'alimentation (kV)	Intensité du courant de court-circuit (kA eff.)
< 6,6	12,5 ou 25
10	12,5 ou 14,5
15	12,5
20	12,5
30	8

Fig. B2 : Intensité de court-circuit maximale des réseaux HTA gérés par ERDF en fonction de la tension nominale (NF C13-100 tableau 31B)

Courant assigné en service

■ Appareillage : le courant assigné en service de l'appareillage de chaque cellule est déterminé en fonction du schéma d'alimentation du poste.
■ Cellule : pour les cellules d'arrivée des postes en coupure d'artère ou en double dérivation, les valeurs préférentielles du courant assigné sont 400 A et 630 A, usuellement 400 A en 20 kV.

Schéma des liaisons à la terre

Pour l'installation MT le schéma des liaisons à la terre (ou régime de neutre) est celui du distributeur d'énergie. Pour la partie BT de l'installation la norme NF C 15-100 précise 6 schémas possibles TNR, TTS, TTN, ITR, ITN, ITS (voir chapitre F)
Selon le schéma de liaison à la terre de l'installation BT existant et le mode d'interconnexion des masses du poste à la prise de terre du neutre, la norme NF C 13-100 définit des valeurs maximales pour cette prise de terre (voir page B13).

1.2 Différents types d'alimentation MT

En fonction de la structure du réseau moyenne tension, les schémas d'alimentation peuvent être des types suivants.

Raccordement sur un réseau radial MT : simple dérivation

Le poste est alimenté par une dérivation du réseau radial (aérien ou câble), aussi appelé réseau en antenne, de distribution moyenne tension. Ce type de réseau permet une alimentation unique pour les récepteurs (cf. **Fig. B3**).
Le poste comporte, en règle générale, une cellule arrivée et protection générale par interrupteur-sectionneur et fusibles avec des sectionneurs de mise à la terre, comme indiqué en Figure B3.
Dans certains pays un transformateur monté sur poteau, sans interrupteur-sectionneur ou fusibles (installés sur le poteau), constitue le «poste». Ce type de distribution est très courant dans les zones rurales. Les dispositifs de protection et de manœuvre sont éloignés du transformateur et commandent généralement une ligne aérienne principale sur laquelle sont connectées des lignes aériennes secondaires.

En France, le poste haut de poteau (page B41) ne comporte pas d'appareillage à moyenne tension. Le transformateur du poste est le plus souvent auto-protégé ; sa puissance est limitée à 160 kVA.

Raccordement sur une boucle MT : coupure d'artère

L'alimentation du poste est insérée en série sur la ligne du réseau de distribution moyenne tension en boucle(1), et permet le passage du courant de la ligne via un jeu de barres. Ce type de raccordement permet deux alimentations possibles pour les récepteurs (cf. **Fig. B4**).
Le poste comporte trois cellules moyenne tension ou une unité intégrée type «Ring Main Unit» réalisant les fonctions suivantes :
■ 2 arrivées avec interrupteur-sectionneur, insérées sur la boucle et connectées à un jeu de barres
■ 1 départ transformateur, raccordé au jeu de barres, comportant une protection générale par interrupteur-fusibles, par combiné interrupteur-fusibles ou par disjoncteur.
Tous ces appareillages sont équipés de sectionneurs de mise à la terre.
Tous les interrupteurs et les sectionneurs de mise à la terre ont un pouvoir assigné de fermeture permettant leur fermeture sur le courant de court-circuit du réseau.
Ce schéma permet à l'utilisateur de bénéficier d'une alimentation fiable à partir de deux départs MT, ce qui limite les temps d'interruption en cas de défaut ou de travaux sur le réseau du distributeur(1).
Les domaines d'utilisation de ce schéma sont les réseaux souterrains de distribution publique MT, en zone urbaine.

(1) Une boucle moyenne tension est une distribution en câbles souterrains réalisée depuis deux départs de poste MT. Ces deux départs constituent les extrémités de la boucle, et sont protégés chacun par un disjoncteur MT.
En général la boucle est ouverte, c'est-à-dire divisée en deux parties (demi boucles) chacune alimentée par un départ. Pour cela les deux interrupteurs d'arrivées des postes de la boucle sont fermés, laissant circuler le courant de boucle, sauf pour un poste pour lequel un des interrupteurs est normalement ouvert, déterminant le point d'ouverture de la boucle.
Un défaut sur une demi-boucle fait déclencher la protection du départ correspondant mettant hors tension tous les postes de cette demi-boucle. Après localisation du défaut du tronçon concerné, délimité par deux postes adjacents, il est possible de réalimenter ces postes par l'autre départ.
Pour cela il faut reconfigurer la boucle en manœuvrant les interrupteurs-sectionneurs de façon à déplacer le point d'ouverture au poste immédiatement en aval du défaut et ouvrir l'interrupteur du poste immédiatement en amont de celui-ci sur la boucle. Ceci permet d'isoler le tronçon en défaut et de rétablir l'alimentation de la boucle complète, ou d'une bonne partie de cette dernière si les interrupteurs manœuvrés ne sont pas dans des postes encadrant le seul tronçon en défaut.
Ces procédures peuvent être automatisées par des systèmes de localisation de défaut et de reconfiguration de boucle grâce à des interrupteurs télécommandés.

Câbles souterrains en parallèle

Fig. B5 : Schéma en double dérivation (deux alimentations). La protection du transformateur est assurée selon les normes locales par disjoncteur ou interrupteur-fusible comme en figure B3

Raccordement sur deux câbles MT en parallèle : double dérivation

Lorsqu'il est possible de disposer de deux câbles souterrains en parallèle pour alimenter un poste, on utilise un tableau MT similaire à celui du poste en coupure d'artère (cf. **Fig. B5**).
La principale différence avec le poste en coupure d'artère est que les deux interrupteurs-sectionneurs sont interverrouillés de façon à ce qu'un seul d'entre eux puisse être fermé à la fois, sa fermeture interdisant celle de l'autre interrupteur.
En cas de perte de l'alimentation, l'interrupteur d'arrivée correspondant doit être ouvert et l'interverrouillage doit permettre de fermer l'interrupteur qui était ouvert.
Cette séquence peut être réalisée de façon manuelle ou automatique.
Les domaines d'utilisation de ce schéma sont les réseaux de certaines villes à forte densité ou en extension alimentés par câbles souterrains.

En France ce type d'alimentation, avec automatisme de permutation est utilisé, voire exigé, pour certaines installations à activité critique comportant une nécessité de double alimentation (ex : hôpitaux).

1.3 Quelques aspects pratiques des réseaux de distribution MT

Réseaux aériens

Sous l'action du vent, du gel..., les conducteurs peuvent entrer en contact et entraîner un court-circuit momentané (non permanent).
La fissuration d'isolateurs en céramiques ou en verre par des débris portés par des vents ou des tirs sans précaution d'armes, ou encore des surfaces d'isolateurs avec de forts dépôts de pollution, peuvent entraîner un court-circuit à la terre.
Beaucoup de ces défauts sont auto-extincteurs. Par exemple, en environnement sec, des isolateurs cassés peuvent demeurer en service sans être détectés, mais ils provoqueront vraisemblablement un amorçage à la terre (ex : par un support métallique) lors d'une pluie violente. En outre, des surfaces d'isolateur recouvertes par de forts dépôts de pollution provoquent généralement un amorçage à la terre dans des conditions humides.
Le passage du courant de défaut se traduit alors presque systématiquement par un arc électrique, dont la chaleur intense sèche le chemin du courant et, dans une certaine mesure, rétablit ses propriétés d'isolement. Dans le même temps les dispositifs de protection ont généralement fonctionné pour éliminer le défaut, par fusion de fusibles ou déclenchement de disjoncteur.
L'expérience montre que, dans la grande majorité des cas, le remplacement des fusibles ou la refermeture du disjoncteur restaure l'alimentation.
Pour cette raison, il est possible d'améliorer considérablement la continuité de service des réseaux aériens en utilisant des disjoncteurs équipés d'automatismes de ré-enclenchement sur les départs concernés.
Ces automatismes permettent un certain nombre de manœuvres de refermeture si un premier essai ne réussit pas, avec des temporisations réglables entre essais successifs (de façon à permettre la dé-ionisation de l'air au niveau du défaut) avant que la fermeture finale du disjoncteur n'intervienne après tous (en général trois) les essais infructueux.
D'autres améliorations de la continuité de service sont aussi possibles par l'utilisation d'interrupteurs télécommandés sur des tronçons de réseaux et par des interrupteurs-sectionneurs d'isolement de sections fonctionnant en coordination avec un disjoncteur réenclencheur.

Sur les réseaux HTA français le disjoncteur de chaque départ de poste source est équipé d'un automatisme de ré-enclenchement qui assure des cycles d'ouverture-fermeture (cf. **Fig. B6**).
La continuité de service est encore améliorée par des interrupteurs télécommandés (IAT) et des automatismes en réseau (IACT : interrupteur aérien à coupure dans le creux de tension).

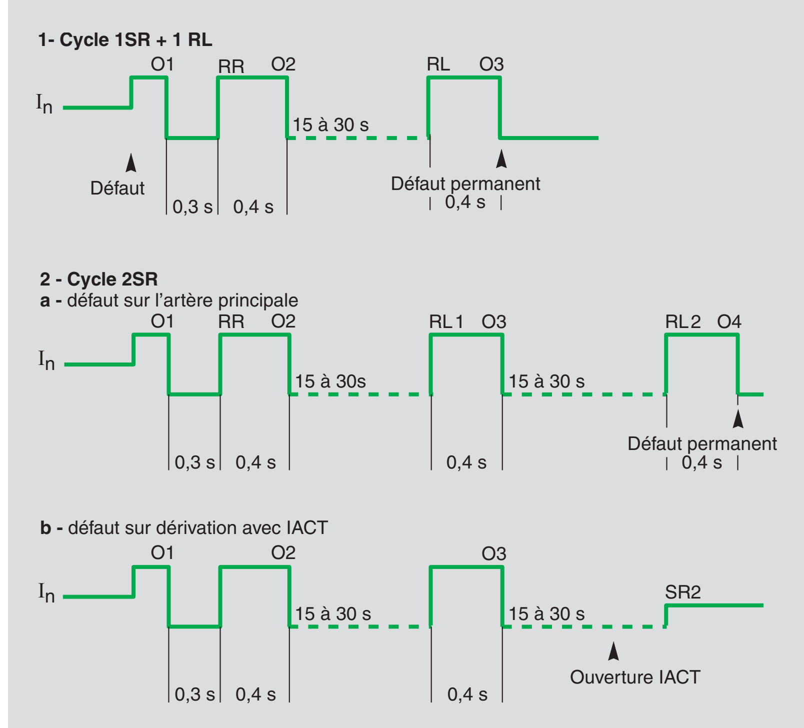


Fig. B6 : Exemple de cycles de réenclenchements automatiques du disjoncteur d'un poste source HTA

Réseaux souterrains

Les défauts sur les câbles des réseaux souterrains peuvent parfois provenir d'un mauvais confectionnement de boîte à câbles, ou d'une mauvaise pose des câbles. Mais ils résultent le plus souvent de dommages occasionnés par des outils tels que pioches, marteaux-piqueurs ou par des engins de terrassements utilisés par d'autres services publics.
Les défauts d'isolement se produisent parfois dans des boîtes de raccordement du fait de surtension, en particulier aux endroits où un réseau MT est raccordé à un réseau de câbles souterrains. Dans ce cas, la surtension est en général d'origine atmosphérique, et les effets de réflexion d'ondes électromagnétiques au niveau de la boîte de jonction (où l'impédance du circuit change brutalement) peuvent amener des contraintes sollicitant l'isolement sur la boîte à câbles jusqu'à créer un défaut.
Des dispositifs de protections contre les surtensions tels que des parafoudres sont fréquemment installés à ces emplacements.
Les défauts sur les réseaux souterrains de câbles sont moins fréquents que ceux des réseaux aériens, mais ce sont toujours des défauts permanents qui nécessitent plus de temps de localisation et de réparation.
Lorsqu'un défaut se produit sur un câble de boucle MT, l'alimentation peut être rapidement rétablie à tous les utilisateurs dès que le tronçon de câble comportant le défaut a été localisé.
Toutefois, si le défaut se produit sur un départ d'alimentation radiale, le délai de localisation du défaut et de réparation peut représenter plusieurs heures et il affectera tous les utilisateurs, raccordés en simple dérivation, en aval du défaut.
Dans tous les cas, si la continuité de service est essentielle sur toute ou partie d'une l'installation concernée, une source de secours doit être prévue.

La téléconduite centralisée, basée sur des systèmes SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) et les développements récents des technologies de communication numériques, est de plus en plus utilisée dans les pays où la complexité des réseaux fortement interconnectés justifie l'investissement.

Téléconduite des réseaux MT

La téléconduite des départs MT permet de réduire les coupures en cas de défaut câble en permettant une reconfiguration de boucle rapide et efficace. Elle est réalisée par des interrupteurs équipés d'une commande électrique mis en œuvre dans un certain nombre de sous-stations de la boucle associés à des unités de télécommandes adaptées. Tous les postes ainsi équipés peuvent être réalimentés par des manœuvres télécommandées alors que les autres nécessiteront des manœuvres manuelles complémentaires.

Valeurs des courants de défauts à la terre de l'alimentation MT

Les valeurs des courants de défaut à la terre des réseaux de distribution dépendent du système de liaison à la terre (ou encore régime de neutre) du poste MT. Elles doivent être limitées pour réduire leur effet sur le réseau et les phénomènes possibles de montée en potentiel des masses des postes utilisateurs par couplage des prises de terre (réseaux aériens), voire d'amorçage avec les circuits BT du poste pouvant propager un potentiel dangereux dans l'installation basse tension.
Dans les réseaux aéro-souterrains, une valeur élevée de la capacité à la terre des câbles peut augmenter la valeur du courant de défaut et nécessiter de compenser ce phénomène. L'impédance de mise à la terre comporte alors une réactance (résistance en parallèle avec une inductance) accordée sur la capacité de fuite du réseau : c'est le régime de neutre compensé. L'impédance de compensation permet à la fois :

- de maîtriser la valeur du courant de défaut à la terre quelle que soit la proportion de câbles présents sur le réseau,
- d'éliminer naturellement une grande partie des défauts monophasés fugitifs et semi-permanents en provoquant leur auto-extinction, évitant un grand nombre de coupures brèves.

En France selon les réseaux de distribution HTA, les valeurs des courants de défaut à la terre tiennent compte du régime de neutre et des courants capacitifs avec les limites suivantes :

- Réseaux à neutre compensé[1] :
  - 40 A pour réseaux aéro-souterrains à forte majorité aérienne (poste ruraux). Ces postes sont mis à la terre par réactance de compensation variable, comportant une impédance de compensation variable (ICV) et un système automatique d'accord (SAA).
  - 150 A pour les réseaux aéro-souterrains à forte majorité souterraine (poste péri-urbains essentiellement). Ces postes sont mis à la terre par réactance de compensation fixe.
- Réseaux à neutre faiblement impédant[2] :
  - 300 A pour les réseaux aériens ou aéro-souterrains dont le neutre est mis à la terre par réactance faible (neutre faiblement impédant),
  - 1000 A dans les réseaux souterrains.

(1) : les valeurs limites indiquées correspondent au module de la somme vectorielle du courant résistif de défaut et du courant capacitif de désaccord (compensation imparfaite).
(2) : les valeurs limites indiquées correspondent au courant traversant l'impédance de mise à la terre ; les courants capacitifs se rajoutent vectoriellement à ce courant.

2 Réalisation d'un poste de livraison MT

Les grands consommateurs d'énergie électrique sont toujours alimentés en MT.

Dans les réseaux triphasés 120/208 V, une charge de 50 kVA peut être considérée comme «importante», alors qu'un «grand» consommateur pourra avoir une charge dépassant 100 kVA sur un réseau triphasé 240/415 V. Ces deux types de réseau de distribution sont largement utilisés dans le monde.

La CEI recommande au niveau mondial une normalisation à 230/400 V des réseaux triphasés 3 ou 4 fils. Ce niveau intermédiaire constitue un compromis intéressant car il permet aux réseaux existants 220/380 V et 240/415 V (ou de valeurs de tension proche) d'être conformes à la normalisation proposée par simple ajustement des prises de réglages des transformateurs de distribution standards.

La distance sur laquelle l'énergie doit être transportée est un facteur supplémentaire à considérer pour le choix d'une distribution en MT ou en BT. Les réseaux en zone rurale, qui distribuent une puissance faible à de nombreux utilisateurs dispersés, constituent des exemples évidents.

La décision de distribuer l'énergie électrique en moyenne ou en basse tension, qui dépend des considérations précédentes, est imposée par le distributeur d'énergie de la région concernée.

La décision de distribuer l'énergie en moyenne tension étant prise, il y a généralement deux manières de procéder :

1) Le distributeur construit un poste standard proche des locaux de l'abonné mais le transformateur[(1)] MT/BT est installé dans une cellule[(1)] à l'intérieur des locaux, au plus près des charges à alimenter.

2) L'abonné construit et équipe dans ses propre locaux un poste (ou utilise un poste préfabriqué) dont il est le propriétaire et que le distributeur raccorde au réseau MT.

Dans la 1ére solution le distributeur est le propriétaire :
- du poste,
- des câbles entre le raccordement au réseau et le(s) transformateur(s),
- du (des) transformateur(s),
- de la (des) cellule(s) transformateur, en disposant d'un libre accès.

La cellule transformateur est construite par l'abonné (suivant les prescriptions et réglementations fournies par le distributeur) et comprend des chemins de câbles, des bacs de rétention d'huile (si nécessaire), des plafonds et des murs anti-feu, une ventilation, de l'éclairage et des dispositifs de mise à la terre. Le choix des matériels et de leur emplacement doit être approuvé par le distributeur d'énergie.

La structure tarifaire prend en compte une partie (négociée) des dépenses de réalisation du poste de livraison.

Quelle que soit la solution choisie, le même principe de conception et de réalisation du projet s'applique. Les prescriptions décrites au paragraphe 2.1 ne concernent que la 2ème solution.

L'utilisateur doit fournir certains renseignements au distributeur d'énergie au début du projet.

2.1 Informations préalables

Avant d'entreprendre le projet ou d'engager le dialogue avec le distributeur d'énergie, il faut rassembler les éléments suivants :

Puissance maximale prévue

Elle est déterminée de la manière décrite au chapitre A sans oublier l'éventualité d'extensions ultérieures ; les facteurs à prendre en compte à ce niveau sont :
- le coefficient d'utilisation,
- le facteur de simultanéité.

Plan de masse de l'installation précisant son emplacement

Les plans devront indiquer clairement les moyens d'accès du poste avec les dimensions de possibles zones réservées comme les couloirs d'accès et la hauteur sous plafond ainsi que les éventuelles limites de charge (poids) etc. en gardant à l'esprit que :
- le personnel du distributeur doit avoir un accès direct permanent aux équipements MT du poste,
- seul le personnel qualifié et agréé peut avoir accès à l'installation,
- certains distributeurs ou certaines normes locales peuvent exiger que la partie de l'installation exploitée par le distributeur soit située dans une partie de local séparée de celle exploitée par l'utilisateur.

Continuité d'alimentation souhaitée

L'abonné estimera les conséquences d'une coupure en fonction de sa durée :
- pertes de production et d'exploitation,
- sécurité des biens et des personnes.

(1) Il peut y avoir plusieurs transformateurs et plusieurs cellules.

Le distributeur d'énergie doit fournir certains renseignements à l'utilisateur.

2.2 Etude de projet

A partir des renseignements précédents, le distributeur indique :

Le type d'alimentation proposé et ses caractéristiques

■ Nature du réseau : aérien ou souterrain.
■ Type de raccordement au réseau : simple dérivation, coupure d'artère ou double dérivation.
■ Limite de puissance (kVA) et le courant de court-circuit.
■ Régime de neutre du réseau MT.

La tension nominale et le niveau d'isolement assigné

Valeurs actuelles ou futures retenues, compte tenu des évolutions du réseau du distributeur.

Le type de comptage

Le type de comptage directement en MT ou en BT en aval de transformateurs définit :
■ les frais de raccordement au réseau,
■ la tarification (consommation et abonnement).

En France le type de comptage définit, en fonction des normes NF C13-100, NF C13-200 et NF C 15-100, la limite d'accès au personnel du distributeur, ainsi que la fourniture des divers équipements par le distributeur ou l'utilisateur et leur propriété.

Le distributeur d'énergie doit donner son accord sur les éléments constitutifs du poste et les méthodes d'installation proposées.

2.3 Réalisation

Avant toute réalisation, l'accord officiel du distributeur d'énergie est nécessaire.
La demande d'approbation doit être accompagnée des renseignements suivants, résultant pour une bonne part des échanges indiqués précédemment :
■ localisation du poste,
■ schéma unifilaire des circuits de puissance et des connexions, ainsi que des circuits de terre,
■ nomenclature complète des matériels électriques et leurs caractéristiques,
■ plan du poste avec positionnement du matériel et les emplacements réservés au comptage,
■ dispositions éventuelles prévues pour réduire l'énergie réactive consommée,
■ dispositions prévues pour le comptage et type de tarif,
■ éventuellement, dispositions relatives aux sources de remplacement MT ou BT si elles sont requises.

Après essais et contrôle de l'installation par un organisme agrée, la délivrance d'un certificat permet la mise sous tension du poste.

2.4 Mise en service

En France, après le contrôle par un organisme agréé, c'est le «Consuel» qui délivre le certificat permettant la mise en service.

Si le distributeur d'énergie ou la réglementation l'exigent, des essais et des vérifications doivent être réalisés de manière satisfaisante à la mise en service pour que le distributeur effectue le raccordement de l'installation à son réseau de distribution.
Même si aucun essai n'est exigé par le distributeur, il est recommandé de prévoir les vérifications et essais suivants :
■ mesure de la résistance des prises de terre
■ continuité électrique des circuits de terre et des conducteurs de protection
■ contrôle et essais fonctionnels de tous les équipements MT
■ contrôle de l'isolement des équipements MT
■ niveau et rigidité diélectrique de l'huile assurant l'isolement des transformateurs (et des appareillages à isolement huile le cas échéant) si applicable
■ contrôle de l'équipement BT du poste
■ contrôle de tous les verrouillages (mécaniques ou électriques), et des séquences d'automatismes
Il est également impératif de vérifier que le poste est équipé de telle façon que toute manœuvre d'exploitation correctement exécutée puisse se faire en toute sécurité. A la réception du certificat de conformité (si requis) :
■ le distributeur met en service l'alimentation MT et vérifie le bon fonctionnement du comptage
■ l'installateur est responsable des essais et des raccordements pour la mise en service de la distribution BT.

Lorsque le poste est en service :
■ le poste et les équipements sont la propriété de l'utilisateur raccordé au réseau,
■ le distributeur d'énergie a la possibilité de manœuvrer tous les appareillages MT de raccordement du poste sur la boucle (cellules ou Ring Main Unit) :
□ les deux interrupteurs-sectionneurs d'arrivée,
□ l'interrupteur-sectionneur (ou le disjoncteur) de protection du transformateur,
□ tous les sectionneurs de terre MT associés.
■ le distributeur d'énergie a un accès libre aux équipements MT,
■ l'utilisateur a une autonomie de contrôle seulement sur l'interrupteur (ou le disjoncteur) MT du transformateur,
■ l'utilisateur est responsable de la maintenance de tous les équipements du poste :
□ l'utilisateur doit demander au distributeur d'énergie de procéder au sectionnement et à la mise à la terre les appareillages du poste avant d'exécuter les travaux de maintenance,

□ en France, le distributeur doit délivrer :
- une autorisation au personnel de maintenance de l'utilisateur,
- les clefs de verrouillage des interrupteurs et sectionneurs de terre afin de ne permettre l'accès aux équipements que lorsqu'ils sont isolés et à la terre.

3 Protections d'un poste de livraison MT

La protection contre les risques d'origine électrique dans l'industrie couvre de nombreux aspects : sécurité des personnes, protection contre le risque de destruction des biens, des équipements, etc.
Ces différents aspects peuvent être classés globalement selon les objectifs suivants :
- la protection des personnes et des animaux contre les risques d'électrocution, d'incendie, d'explosion, d'émanation gazeuse toxique, etc.
- la protection des bâtiments, des équipements et des appareillages électriques contre les contraintes thermiques et électrodynamiques liées aux courants de défauts (court-circuit), aux surtensions d'origine atmosphérique (foudre) et à l'instabilité du réseau d'alimentation (perte de synchronisme), etc.
- la protection des personnes et des biens contre le danger d'une manœuvre incorrecte de l'appareillage d'alimentation en énergie au moyen d'un interverrouillage coordonné mécanique et électrique de ces appareillages. Tous les types d'appareillage d'un poste, y compris les commutateurs des prises de réglage des transformateurs, doivent être manœuvrés dans une séquence parfaitement déterminée car l'ordre dans lequel doivent s'effectuer les manœuvres de fermeture et d'ouverture des appareillages est très important pour garantir la sécurité.

Des interverrouilages de sécurité, mécaniques par clefs et/ou électriques sont fréquemment utilisés pour garantir le respect strict de la séquence des manœuvres.
La description technique détaillée des nombreuses dispositions de protection utilisables dans les installations électriques dépasse le cadre de ce document. Ce guide constitue cependant une aide en mettant en exergue des principes généraux, à discuter et adapter selon les cas.
Les dispositifs de protection mentionnés sont généralement utilisés dans de multiples applications, mais dans ce guide, ils sont définis pour les applications d'usage courant dans les réseaux de distribution MT et BT.

En France La norme NF C 13-100, édition 2001, partie 4, impose plusieurs mesures de protection :
- protections contre les chocs électriques (partie 4-1) : contacts directs et indirects,
- protections contre les effets thermiques et autres effets nocifs (partie 4-2) : risques d'incendie et de brûlure,
- protections électriques contre les surintensités et les défauts à la terre (partie 4-3),
- protections contre les surtensions (partie 4-4),
- protections à minimum de tension (partie 4-5),
- verrouillages et asservissements (partie 4-6).

La protection contre les chocs électriques et contre les surtensions est principalement liée à la réalisation de bonnes prises de terre (faible résistance) et à l'équipotentialité des masses (interconnexion et raccordement au collecteur de terre).

3.1 Protection contre les chocs électriques

La protection contre les chocs électriques revêt essentiellement 2 aspects :
- la protection contre les contacts avec tout conducteur actif, c'est-à-dire sous tension compte tenu des conditions normales de mise à la terre. Ce type de contact est qualifié de «contact direct»
- la protection contre les contacts avec toute masse ou partie conductrice d'un équipement qui n'est normalement pas sous tension, mais qui est devenue active par suite d'un défaut d'isolement de l'équipement. Ce type de contact est qualifié de «contact indirect»

Il faut noter qu'un troisième type de risque de choc électrique peut exister à proximité de la prise de terre d'un réseau MT ou BT (ou de la prise commune aux deux) lorsqu'elle véhicule un courant de défaut. Ce risque est lié à la différence de potentiel créée à la surface du sol et est dénommé risque de «tension de pas». Le courant électrique entre dans le corps par un pied et ressort par l'autre pied. Cela est particulièrement dangereux pour les animaux à quatre pattes.

Une variante de ce risque, connue sous le nom de risque de «tension de contact», peut se produire quand une pièce métallique est située dans la zone où la différence de potentiel existe.
Le fait de toucher cette pièce métallique peut entraîner une circulation de courant entre la main et les deux pieds. Les animaux ayant une grande distance entre les pattes avants et les pattes arrières sont particulièrement sensibles au risque de tension de pas.
Les différences de potentiel de ce type n'existent normalement pas dans les installations électriques des bâtiments, dans la mesure où toutes les masses des équipements et tous les éléments conducteurs «étrangers» (c'est-à-dire qui ne font pas partie d'un équipement ou de l'installation électrique comme, par exemple, les structure métalliques du bâtiment) sont correctement interconnectés par des conducteurs d'équipotentialité et raccordés au conducteur de protection (PE).

Protection contre les contacts directs (protection de base)

Les principales façons d'assurer la protection contre les risques de contact direct sont :

- la mise dans des enveloppes en matériau isolant ou métalliques mises à la terre de toutes les parties actives,
- la mise hors de portée (derrière des barrières isolantes ou au sommet des poteaux).

Si les parties actives isolées sont montées dans une carcasse métallique, comme, par exemple, les transformateurs, les moteurs électriques et beaucoup d'appareils domestiques, l'enveloppe métallique est raccordée à la terre par un conducteur de protection (PE).

Pour les appareillages MT, la norme CEI 62271-200 (Appareillage à haute tension – Appareillage sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV) spécifie un degré de protection (code IP) minimum IP2X qui garantit la protection contre les contacts directs. De plus, l'enveloppe métallique doit avoir une continuité électrique testée, et l'intérieur et l'extérieur de l'enveloppe doivent être clairement identifiés. La mise à la terre efficace de l'enveloppe contribue aussi à la protection électrique des opérateurs dans les conditions normales de fonctionnement.

Pour les appareils mobiles BT, la mise à la terre est réalisée par la troisième broche des prises de courant.

Une rupture totale ou même partielle de l'isolement d'une partie active peut amener l'enveloppe métallique à une tension dangereuse (qui dépend du rapport entre la résistance de fuite à travers l'isolant et la résistance de l'enveloppe métallique à la terre).

En France la norme NF C 13-100 § 412 impose la protection contre les contacts directs par la mise hors de portée des personnes des parties sous tension, par éloignement ou au moyen d'obstacles.

La mise hors de portée par éloignement ne peut être utilisée que dans les postes de type ouvert (c'est-à-dire permettant de voir le matériel de l'extérieur) pour lesquels toutes les parties sous tension non incluses dans une cellule doivent être à une hauteur minimale de 2,60 m au dessus du sol ou plancher.

Pour les postes d'intérieurs équipés d'appareillage sous enveloppe métallique (cellules HTA) les enveloppes et les cloisons entre compartiments doivent présenter les degrés de protection IP 30 et IK 07.

Les câbles doivent être isolés, les bornes BT du transformateur et les plages amont du disjoncteur doivent être capotées.

Protection contre les contacts indirects résultant des défauts d'isolement

Le contact d'un personne touchant l'enveloppe métallique d'un appareil présentant un défaut d'isolement comme décrit ci-dessus est appelé «contact indirect».

Un contact indirect est caractérisé par la circulation du courant de défaut vers la terre, à travers le conducteur de protection (PE), en parallèle avec le courant circulant dans le corps de la personne.

Cas d'un défaut sur un réseau BT

De nombreux tests ont montré que, tant que la différence de potentiel entre l'enveloppe métallique et la terre ou entre deux parties conductrices simultanément accessibles reste inférieure à 50 V, aucun risque électrique n'est à craindre.

Risque de contact indirect dans le cas d'un défaut sur un réseau MT

Si la rupture de l'isolement se produit dans un appareil entre un conducteur MT et l'enveloppe métallique, il n'est généralement pas possible de limiter l'élévation de tension de l'enveloppe à 50 V ou moins, simplement en réduisant la valeur de la résistance de terre. La seule solution dans ce cas est de réaliser l'équipotentialité des masses du poste.

En France, conformément à la norme NF C 13-100 § 413.2 la tension de contact à ne pas dépasser en cas de défaut d'isolement est de 50 V (valeur efficace) en tout point de l'installation du poste.

A cette fin, des liaisons équipotentielles doivent relier toutes les masses et tous les éléments conducteurs simultanément accessibles. Ces liaisons doivent être telles que la résistance R entre deux éléments quelconques simultanément accessibles ne soit pas supérieure à :

$R \leqslant 50 / I_E$

I_E étant le courant maximal de défaut à la terre de l'installation.

Résistance des prises de terre

Les défauts d'isolement sur le matériel MT du poste (internes) ou dus aux surtensions atmosphériques (externes) peuvent engendrer des courants à la terre dangereux pour les personnes et le matériel.
Des mesures préventives consistent essentiellement en :
■ l'interconnexion de toutes les masses du poste et leur raccordement au collecteur de terre
■ la recherche d'une résistance de terre aussi faible que possible.

Schéma des liaisons à la terre et résistances des prises de terre en France
Les schémas des liaisons à la terre sont définis en fonction de l'installation aval du poste de livraison, la norme NF C 15-100 précisant 6 schémas possibles TNR, TTS, TTN, ITR, ITN, ITS pour les installations BT (voir chapitre F)
Selon le schéma de liaison à la terre BT retenu et le mode d'interconnexion des masses du poste à la prise de terre du neutre, la norme NF C 13-100 définit des valeurs maximales de prise de terre.
■ Lorsque les masses du poste sont reliées à la prise de terre des masses de l'installation et à la prise de terre du neutre (Schémas TNR et ITR), l'interconnexion des masses et des prises de terre assure la protection dans la zone intéressée par cette interconnexion.
■ Pour les autres schémas (TTN, TTS, ITN et ITS) la protection dans l'installation BT alimentée dépend de la valeur de la résistance de la prise de terre des masses du poste.
■ Le tableau B7 indique les valeurs maximales de prise de terre permettant de satisfaire à la fois aux conditions de protection contre les contacts indirects (NF C 15-100 § 413) et aux conditions de protection contre les surtensions provenant du réseau d'alimentation HTA (aérien ou souterrain), pour des réseaux BT 230/400 V.

3.2 Protection des transformateurs et des circuits

Généralités

Les circuits et matériels d'un poste doivent être protégés de façon à éviter ou limiter les conséquences résultant de courants ou tensions anormales.
Tous les équipements normalement utilisés dans les installations électriques de distribution MT ont des caractéristiques de tenue de courte durée pour les surintensités. L'objectif du plan de protection est de garantir que ces limites ne soient jamais dépassées. En général, cela signifie que :
■ les situations de défaut doivent être éliminées aussi rapidement que possible sans négliger la coordination entre les dispositifs de protection placés en amont et en aval de l'équipement à protéger,
■ si un défaut apparaît sur le réseau, généralement plusieurs dispositifs de protection le détectent en même temps mais seulement un seul doit agir.

Ces dispositifs peuvent être :
■ des fusibles qui éliminent directement le circuit en défaut ou associés à un dispositif mécanique à percuteur qui ouvre l'interrupteur triphasé associé,
■ des relais qui agissent indirectement sur les bobines des disjoncteurs.

Les dispositifs de protection doivent, selon les normes NF C 13-100 et NF C 15-100, assurer :
■ la protection contre les surcharges,
■ la protection des transformateurs,
■ la protection contre les courts-circuits entre phases, soit par disjoncteur, soit par fusibles,
■ la protection contre les défauts à la terre.
La protection contre ces différents défauts sera réalisée par :
■ un disjoncteur ou des fusibles installés en amont du transformateur,
■ des dispositifs propres au transformateur,
■ un disjoncteur installé en aval du transformateur,
Les dispositifs de protection situés en amont du transformateur doivent être coordonnés avec ceux situés en aval (page B11).

Schéma	Résistance maximale de la pirse de terre des masses du poste
TNR ITR Z R_{PAB}	Aucune valeur n'est prescrite dans la mesure où les installations alimentées par le poste se trouvent entièrement dans la zone d'équipotentialité. Si des masses sont situées hors de cette zone, la résistance globale de la prise de terre ne doit pas dépasser 1 ohm.
TTN ITN Z R_{PB} R_{PA}	(voir tableau R_{PB} ci-dessous)
TTS ITS Z R_P R_B R_A	(voir tableau R_P ci-dessous)

I_E(A)	R_{PB}
40	26
300	3
1000	1

	R_P		
I_E(A)	U_{tp} = 2 kV	U_{tp} = 4 kV	U_{tp} = 10 kV
40	30(*)	30(*)	30(*)
300	5	12	30(*)
1000	1	3	10

Utp : tension de tenue à fréquence industrielle des matriels à basse tension du poste.
Z : liaison directe dans les schémas TN et TT (Z = 0).
liaison par impédance ou isolée dans les schémas IT.
IE : intensité maximale du courant de premier défaut monophasé à la terre du réseau à haute tension alimentant le poste.
(*) : la valeur de la résistance de prise de terre est volontairement limitée à 30 Ω.

Fig. B7 : Résistance maximale de la prise de terre des masses du poste en fonction du schéma des liaisons à la terre du réseau (NF C 13-100 tableau de l'annexe normative 4-1 –valeurs pour réseau BT 230/400 V)

Protection des transformateurs

Contraintes dues au réseau

Des surtensions peuvent apparaître sur le réseau telles que :

- surtensions d'origine atmosphérique

Ces surtensions sont causées par un coup de foudre tombant sur (ou à proximité de) la ligne aérienne,

- surtensions de manœuvres

Un changement brusque des conditions de fonctionnement établies dans un réseau électrique peut faire apparaître des phénomènes transitoires. Ce sont généralement des ondes de surtensions à haute fréquence ou à oscillations amorties.
Dans les deux cas ci-dessus, le dispositif de protection contre les surtensions généralement utilisé est une varistance (oxyde de Zinc). Dans la plupart des cas, la protection contre les surtensions n'a pas d'action sur les appareillages.

Fig. B8 : Transformateur immergé à remplissage total



Fig. B9 : Transformateur de type sec enrobé Trihal

Contraintes dues à la charge

Ce sont des surcharges dues, la plupart du temps, à l'augmentation du nombre de petites charges alimentées simultanément, à l'accroissement de la puissance absorbée par certaines grosses charges ou à l'accroissement de la puissance apparente de l'installation du fait d'une extension. L'accroissement des charges se traduit par une augmentation de l'intensité qui élève la température des circuits, ce qui peut dégrader le niveau d'isolement des équipements. Cette élévation de température réduit la longévité des appareils de l'installation.

Les dispositifs de protection contre les surcharges peuvent être installés au primaire ou au secondaire du transformateur.
La protection contre les surcharges d'un transformateur est assurée par un relais électronique qui commande le disjoncteur installé au secondaire du transformateur. De tels relais, généralement appelés relais thermique de surcharge, simulent artificiellement la température d'un transformateur, en prenant en compte sa constante de temps thermique. Certains de ces relais sont capables de prendre en compte les effets thermiques des courants harmoniques dus aux charges non linéaires (redresseur, équipement informatique, variateurs de vitesse, etc.). Ces relais sont aussi capables d'indiquer le temps avant le déclenchement par surcharge et la durée de refroidissement après déclenchement. Ces informations sont très utiles pour piloter les manœuvres de délestage.

En complément ce cette protection :
■ les transformateurs de type «immergés» (cf. **Fig B8**) dans un diélectrique de refroidissement (huile minérale tirée du pétrole ou plus récemment végétale extraite des plantes) disposent fréquemment d'un thermostat à 2 seuils placés dans le diélectrique, le premier seuil servant à la signalisation, le second seuil au déclenchement.
■ les transformateurs de type «sec enrobé» (cf. **Fig B9**) utilisent une sonde thermique PTC (coefficient de température positif) placée dans la partie la plus chaude des enroulements BT pour l'alarme et le déclenchement.

Défauts internes

Un défaut interne au transformateur est, le plus souvent, un défaut entre spires d'un même enroulement. L'arc de défaut dégrade ou détruit le bobinage, et, dans le cas de transformateur immergé à huile, provoque l'émission de gaz de décomposition. Un transformateur immergé mal protégé, peut détruire partiellement la cuve, qui laissera se répandre de l'huile enflammée. Les transformateurs de type sec enrobé évitent ce type de risque
La protection contre les défauts internes dépend du type de transformateur :

■ Transformateur immergé avec respirant ou avec conservateur : la dilatation du diélectrique liquide se fait dans un réservoir d'expansion placé au dessus de la cuve, par lequel le diélectrique est en contact avec l'atmosphère. Ce réservoir comporte un assécheur d'air pour éviter l'entrée d'humidité à l'intérieur du réservoir.

Pour ce type de transformateur, un relais Buccholz permet de détecter une faible accumulation de gaz ou une entrée d'air du fait d'une baisse de liquide par une fuite du réservoir. Il comporte un premier niveau d'alarme et un second niveau qui provoque l'ouverture immédiate de la protection amont (disjoncteur ou combiné interrupteur-fusibles). Une détection spécifique provoque également cette ouverture immédiate en cas de brusque montée du niveau d'huile dans le tuyau reliant la cuve au réservoir d'expansion, résultant d'un rapide dégagement gazeux dû à un arc ou un courant de court-circuit. Ce type de relais est souvent remplacé par un relais type DGPT (Détection Gaz, Pression, Température) adapté pour être utilisé en Buccholz.

■ Transformateur immergé à remplissage total (ERT) sans «matelas gazeux» : ce type utilise une cuve étanche (le diélectrique n'est pas en contact avec l'atmosphère) complètement remplie et une conception spéciale des ailettes de refroidissement qui permet une certaine déformation élastique suivant la température.

Il présente de nombreux avantages par rapport à la solution précédente (encombrement réduit, faible maintenance, pas de risque d'oxydation du diélectrique, facilité de raccordement…). Cette technologie tend de ce fait à se généraliser pour les transformateurs immergés jusqu'à 10 MVA.

Pour ce type de transformateur, le Buccholz est inadapté et remplacé par des relais de protection de type DGPT. Le seuil de gaz ou de pression déclenche la protection amont (disjoncteur ou combiné interrupteur-fusibles), le seuil de température déclenche la protection amont ou le disjoncteur aval BT.

■ Transformateurs de type sec enrobé : ce type de transformateur utilise des isolants secs, qui assurent le refroidissement par l'air ambiant sans liquide intermédiaire et ont, pour certains, des qualités intrinsèques de comportement au feu élevées. Ils sont de ce fait utilisés, voire imposés, par la législation locale dans certaines installations pour des raisons de sécurité.
Pour ce type de transformateur la protection interne est assurée une surveillance (sondes) de température.

En France la protection interne des transformateurs à remplissage total est assurée par des relais type DMCR (Dispositif de Mesure et Contrôle de Régime) ou DGPT2 (Détection de Gaz Pression et Température) conformes aux normes NF C 13-200 et NF C 17-300. Pour les transformateurs de type sec enrobés elle est assurée par des sondes de températures (ex : sondes à coefficient de température positif).
La protection contre les défauts internes doit provoquer la coupure de la protection HTA en amont du transformateur.
D'autre part, la norme CEI / NF EN 60076-11 définit les types de risques et les classes de comportement des transformateurs secs enrobés vis-à-vis des risques liés au feu, à l'environnement et climatiques suivant le tableau **Figure B10**.
Les transformateurs secs enrobés de classe F1, E2, C2 sont exigés dans les immeubles de grande hauteur.

Type de risque	Classe d'exigence
F : Feu	F0, F1, F2
E : Environnement	E0, E1, E2
C : Climatique	C1, C2

Fig. B10 : Classes de risques pour les transformateurs secs enrobés

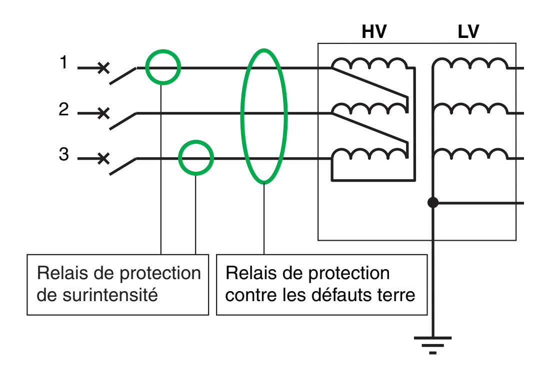


Fig. B11 : Protection contre les défauts à la terre dans les enroulements primaires

Défaut interne entre phases

Le court-circuit interne doit être détecté et éliminé par
- trois fusibles au primaire du transformateur, ou
- un relais de surintensité qui provoque le déclenchement du disjoncteur en amont du transformateur (cf. **Fig. B11**).

Défaut interne à la terre

C'est le type de défaut interne le plus commun. Il doit être détecté par un relais à maximum de courant. Le courant de défaut à la terre peut être calculé à partir de la somme des trois courants primaires (trois transformateurs de courant sont mis en œuvre) ou par un tore spécifique.
Si une grande sensibilité est nécessaire, l'utilisation d'un tore spécifique est préférable. Dans ce cas, deux transformateurs de courant sont suffisants pour la protection contre les défauts entre phases (cf. **Fig. B11**).

Protection des circuits aval

La protection des circuits en aval du transformateur doit être conforme aux règles des installations électriques à basse tension (comme les normes CEI 60364 ou les normes et les règlements nationaux).

En France les protections de l'installation en aval des transformateurs HTA/BT doivent être conformes à la norme NF C 15-100.

Sélectivité entre dispositifs de protection en amont et en aval du transformateur

Le poste de livraison MT à comptage BT nécessite une sélectivité entre les fusibles MT et le disjoncteur ou les fusibles BT.
Le calibre des fusibles sera déterminé en fonction des caractéristiques du transformateur MT/BT.
Les caractéristiques du disjoncteur BT doivent être telles que, pour une condition de surcharge ou de court-circuit en aval du point où il est installé, le disjoncteur déclenche suffisamment rapidement pour garantir que :
- les fusibles MT ou le disjoncteur MT ne coupent pas,
- les fusibles MT ne soient pas dégradés par la surintensité qui les traverse.

Les caractéristiques de coupure des fusibles MT ou de déclenchement des disjoncteurs MT et BT sont indiquées sous la forme de courbes donnant le temps de fusion ou de déclenchement des protections en fonction du courant de court-circuit les traversant. Ces deux types de courbes ont une forme générale à temps inverse (avec une discontinuité pour la courbe du disjoncteur après le seuil de déclenchement instantané[1]).

(1) en BT deux seuils de déclenchement sont de type instantané : seuil Court retard, seuil Instantané (voir sous chapitre H 4).

Temps
Durée mini de pré-arc du fusible (intensité ramenée au secondaire)
B/A ⩾ 1,35 pour toute valeur de courant
D/C ⩾ 2 pour toute valeur de courant
Courbe de déclenchement du disjoncteur
D
C
A
B
I

Fig. B12 : Sélectivité entre fusibles de protection amont et disjoncteur BT aval pour la protection transformateur

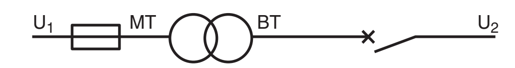


Fig. B13 : Unifilaire des fusibles MT et des disjoncteurs BT

La **Figure B12** présente les courbes typiques pour un fusible MT et un disjoncteur BT.
Pour pouvoir comparer les courants du disjoncteur BT et les courants des fusibles MT, il est nécessaire de se placer du même côté du transformateur, donc d'appliquer le rapport de transformation du transformateur (ou son inverse) à l'un des deux courants.

■ Afin de réaliser une sélectivité MT/BT (cf. **Fig. B13**)
Les courbes de fusion du fusible ou de déclenchement du disjoncteur MT doivent être placées au dessus et à droite de la courbe du disjoncteur BT. Il est nécessaire de considérer séparément les cas où la protection MT est assurée par des fusibles ou un disjoncteur.

■ Afin de ne pas dégrader le fusible MT
La courbe de temps minimum de pré-arc du fusible MT doit être :
□ placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35, c'est-à-dire :
- pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
- pour le même temps T, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 135 A au moins.

□ placée au dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 2, c'est-à-dire :
- pour un courant I, la courbe du disjoncteur BT passe par le point 1,5 s,
- pour le même courant I, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 3 s au moins.

Note 1 : les facteurs 1,35 et 2 sont basés sur les tolérances maximales des fusibles MT et des disjoncteurs BT.
Note 2 : si des fusibles BT sont utilisés en lieu et place du disjoncteur BT, les mêmes facteurs doivent être pris pour comparer les courbes.

■ Afin de garantir le non déclenchement du disjoncteur MT
La courbe de déclenchement du disjoncteur MT doit être :
□ placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35 c'est-à-dire :
- pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
- pour le même temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur MT passe par le point 135 A au moins.

□ placée au dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un écart de 0,3 s entre les courbes.
Les facteurs 1,35 et 0,3 s sont basés sur la somme des tolérances maximales de construction des transformateurs de courant MT, des relais de protection MT et des disjoncteurs BT.
Note : afin de réaliser la comparaison des courbes, les courants MT sont traduits en courants équivalents BT (ou vice-versa).

Sélectivité amont-aval en France
Lorsque l'installation comporte des disjoncteurs HTA de protection en aval des fusibles ou du disjoncteur HTA de tête (cas du poste de livraison à comptage HTA avec départs HTA - zone d'application de la NF C 13-200), le temps d'élimination de 0,2 s au niveau de la protection générale ne permet pas de réaliser une sélectivité chronométrique traditionnelle.
Le distributeur peut alors accepter une sélectivité de type logique réalisée par relais indirects (gamme Sepam). La temporisation au niveau général est au maximum de 0,3 s et l'élimination du courant de défaut est effectuée en aval en un temps maximum de 0,2 s.

Choix du dispositif de protection au primaire du transformateur

Comme expliqué précédemment, pour des courants primaires assignés de faible valeur, la protection peut être réalisée par un disjoncteur ou des fusibles.
Quand les courants primaires assignés sont de forte valeur, la protection est assurée par un disjoncteur. La protection par un disjoncteur procure une protection plus sensible que celle par des fusibles. Les protections additionnelles (protection de terre, protection thermique contre les surcharges) sont aussi plus simples à mettre en œuvre avec une protection par disjoncteur.

Le nombre de transformateurs du poste et le courant assigné (ou leur somme) du primaire du transformateur déterminent le type de protection amont : fusibles ou disjoncteur.

Choix du dispositif de protection amont en France

Choix du dispositif de protection

Le choix du dispositif de protection amont est déterminé en tenant compte de deux éléments :

■ le courant de base (I_B), dont la valeur est :

□ en comptage BT, la valeur du courant assigné au primaire de l'unique transformateur HTA/BT

□ en comptage HTA, la somme des courants assignés au primaire des transformateurs et des courants assignés autres appareils à HTA (moteurs...) la puissance de base (P_B) de l'installation s'en déduisant par PB = Un x I_B x $\sqrt{3}$ (Un : tension nominale du réseau)

■ le courant minimal de court-circuit (I_{ccb}) : valeur minimale du courant de court-circuit pouvant affecter l'installation HTA.

En pratique c'est le courant du défaut biphasé au point le plus éloigné dans l'installation HTA. Il se déduit du défaut triphasé en ce point par : $I_{ccb} = Icc_{biphasé} = 0{,}86\ Icc_{triphasé}$.

La norme NF C 13-100 précise que pour :

■ I_B < 45 A et lorsqu'il n'y a qu'un seul transformateur, la protection peut être assurée soit par des fusibles, soit par un disjoncteur. Ce dernier est préférable s'il est prévu dans l'avenir une augmentation de la puissance du poste.

■ $I_B \geqslant$ 45 A ou lorsqu'il y a plusieurs transformateurs, la protection est assurée par un disjoncteur.

Les puissances maximales des transformateurs normalisés pour $I_B \leqslant$ 45 A au primaire sont données dans le **tableau B14**.

Tension d'alimentation (kV)	Puissance maximale pour un seul transformateur (kVA/400 V)
5,5	400
10	630
15	1000
20	1250

Fig. B14 : Limites de puissance d'un transformateur pour un courant primaire de 45 A

Protection par fusibles

La norme NF C 13-100 définit le courant assigné des fusibles en fonction de la tension et de la puissance nominale du transformateur (**Tableau B15**). Si une source autonome d'énergie électrique peut fonctionner en parallèle avec le réseau du distributeur il faut opter pour une protection par disjoncteur.

Tension de service (kV)	Puissance des transformateurs (kVA)													Tension assignée (kV)
	25	50	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	
5,5	6,3	16	31,5	31,5	63	63	63	63	63						7,2
10	6,3	6,3	16	16	31,5	31,5	31,5	63	63	63	63				12
15	6,3	6,3	16	16	16	16	43	43	43	43	43	43	63		17,5
20	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	43	43	43	43	43	63	24

Nota : La norme CEI 60282-1 recommande de remplacer les trois fusibles d'un circuit tripolaire quand l'un d'entre eux a déjà fonctionné, à moins que l'on sache avec certitude qu'il n'y a eu aucune surintensité au travers du fusible n'ayant pas fondu.

Fig. B15 : Calibres des fusibles (ex : Soléfuse) pour la protection d'un transformateur unique de puissance donnée, suivant la norme NF C 13-100 (tableau 43B)

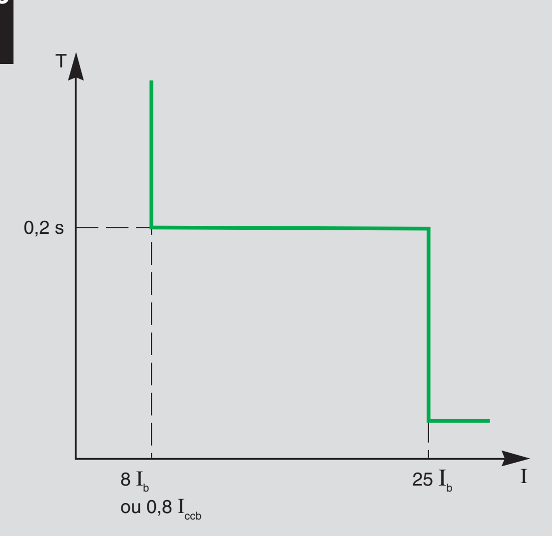


Fig. B16 : *Protection par disjoncteur*

Protection par disjoncteur

La norme NF C 13-100 § 433.3 définit les réglages des protections du disjoncteur d'après les valeurs de I_B et I_{ccb} (cf. **Fig. B16**).

- Le réglage des déclencheurs ou des relais doit être tel que le courant minimal de court-circuit I_{ccb} de l'installation HTA provoque le fonctionnement du dispositif de protection dans un temps permettant d'assurer une sélectivité satisfaisante avec la protection du réseau d'alimentation HTA (en général, élimination du défaut en 0,2 s).
- En outre, dans la mesure du possible, les appels de courant résultant de la mise sous tension des installations ne doivent pas provoquer de fonctionnement intempestif du dispositif de protection.
- Pour des protections à temps indépendants, ces deux conditions sont satisfaites si le courant de réglage est pris égal à la plus petite des deux valeurs suivantes : 0,8 I_{ccb} ou 8 I_B. En général la valeur 8 I_B, inférieure à 0,8 I_{ccb}, est retenue. Un réglage inférieur (5 ou 6 I_B) peut être demandé par le distributeur pour assurer une certaine coordination avec ses protections réseau.
- Lorsque le dispositif de protection est constitué de relais à deux seuils de déclenchement : l'un est à déclenchement différé comme indiqué ci-dessus, l'autre est à déclenchement instantané de valeur égale à 25 I_B.

Protection contre les défauts à la terre

En France, une protection contre les défauts à la terre (à maximum de courant résiduel – code ANSI 50N ou 51N) doit être prévue, obligatoirement :

- lorsque le transformateur (fonctionnant à la tension du réseau d'alimentation) est relié par un câble de plus de 100 mètres à l'appareil de protection amont ou,
- lorsqu'il est fait usage d'une protection par relais indirects.

Les relais Schneider Electric correspondants sont du type Statimax ou Sepam et agissent sur le dispositif de protection amont.

Réglage du relais

Afin d'éviter des fonctionnements intempestifs de la protection générale, il y a lieu de régler le relais à une valeur supérieure au courant résiduel capacitif de la ligne HTA située en aval.

Les majorations à prendre en compte sont les suivantes :

- coefficient 1,1
- caractéristique du relais (en particulier : pourcentage de retour du relais)

$$Ir = \frac{1,1\ Irc\ (A)}{p}$$

p = le pourcentage du retour du relais

Irc = courant résiduel capacitif de la ligne HTA, située en aval.

La mesure du courant résiduel est effectuée à l'aide de trois transformateurs de courant ; l'écart des rapports de ces transformateurs est pris en compte en ne réglant jamais le relais en dessous de 12 % du courant assigné des TC utilisés pour cette mesure :

$Ir \geqslant 0,12\ Ipn$ des TC.

La temporisation de ce relais est réglée de manière que le courant de défaut soit éliminé en 0,2 s au plus.

Dans le cas d'un réseau à neutre compensé, il est nécessaire de mettre en œuvre en plus de la protection précédente (51N) une protection de type wattmétrique homopolaire (PWH – code ANSI 67N). La valeur de réglage est choisie dans la plage définie par le distributeur et associé à une temporisation de façon à éliminer le défaut en 0,5 s au plus. L'ensemble de ces réglages est plombé par le distributeur.

Présence d'une source autonome d'énergie

En France, la norme NF C 13-100 précise que la présence d'une source autonome de production d'énergie dans le poste ne doit pas entraîner de perturbations sur le réseau d'alimentation. Pour cela la norme impose :

- soit une disposition des installations telle que la source autonome ne puisse en aucun cas fonctionner en parallèle avec le réseau
- soit une protection de «découplage», déterminée en accord avec le distributeur, ayant pout objet d'interrompre le fonctionnement en parallèle lors d'un défaut sur le réseau d'alimentation. Elle peut être à fonctionnement instantané ou temporisé. Dans ce dernier cas elle doit assurer une sélectivité chronométrique avec la protection amont du distributeur.

La commande de l'organe de découplage doit se faire à minimum de tension et son réglage, effectué par le distributeur, est rendu inaccessible par plombage.
Par ailleurs, le chapitre B61-41 du Guide Technique Distribution d'Electricité définit, en précisant les dispositions précédentes, les protections de découplage à utiliser. Ces éléments sont repris par les arrêtés du 21/07/97 et 4/06/98 fixant les conditions de raccordement des installations de puissance au réseau public.
En pratique il doit donc être prévu, outre les protections de la source autonome, une protection de découplage dite B61.41 conforme à ces éléments.

Un dispositif de verrouillage est destiné à interdire un fonctionnement ou une manœuvre présentant des risques pour la sécurité du personnel.

3.3 Verrouillages et séquences obligatoires de fonctionnement (consignation)

Les verrouillages mécaniques et électriques sont intégrés dans le mécanisme et dans les circuits de contrôle des équipements installés dans le poste comme une mesure de protection du personnel contre une mauvaise séquence de manœuvres.
Les dispositifs de verrouillage/interverrouillage entre fonctions situées dans des locaux différents (ex : tableau MT et transformateur) sont les dispositifs à transfert de clés.
Un schéma d'interverrouillage est destiné à prévenir le personnel de toutes manœuvres anormales. Certaines de ces manœuvres risquent de l'exposer à des dangers électriques, d'autres conduisent seulement à un incident électrique.

Interverrouillage de base :

Les fonctions d'interverrouillage peuvent être introduites dans une unité fonctionnelle spécifique : certaines de ces fonctions sont exigées par la norme CEI 62271-200 pour l'appareillage MT sous enveloppe métallique mais d'autres résultent du choix de l'utilisateur.
Pour accéder au tableau MT, il est nécessaire d'effectuer un certain nombre de manœuvres dans un ordre déterminé. Il faudra aussi réaliser ces manœuvres dans un ordre inverse pour remettre l'installation en service. Des procédures propres à l'utilisateur et/ou des interverrouillages dédiés garantissent que les manœuvres requises sont effectuées dans le bon ordre. Alors la cellule accessible sera consignée avec une indication «accessible par verrouillage» ou «accessible suivant procédure». Même pour des utilisateurs ayant leur propre procédure, l'utilisation d'interverrouillage peut fournir une aide précieuse pour garantir la sécurité des personnels.

Verrouillage à clés

Au delà des verrouillages disponibles pour une unité fonctionnelle donnée, les verrouillages et interverrouillages les plus fréquemment utilisés sont des dispositifs à transfert de clés. Ces dispositifs sont basés sur la possibilité de rendre une ou plusieurs clés libres ou prisonnières selon la réalisation ou non de conditions de sécurité.
C'est ainsi que pour accéder à une cellule moyenne tension, il faut effectuer un certain nombre d'opérations dans un ordre déterminé. Il faudra également réaliser les manœuvres pour remettre l'installation sous tension dans l'ordre inverse.
Ces conditions peuvent être combinées en séquences obligatoires et uniques, garantissant ainsi la sécurité des manœuvres qui seront effectuées.

Cette procédure s'appelle en France consignation de l'installation électrique.

Le non respect de cette procédure peut avoir des conséquences graves pour le personnel exécutant l'opération et pour le matériel.
Remarque : il est important de prévoir les dispositifs de verrouillage dès la conception du réseau MT et BT. Ainsi les matériels concernés seront équipés de façon cohérente et compatible en termes de serrures et de clés utilisées.

Continuité de service

Pour une cellule MT, la définition des compartiments accessibles et des conditions de leur accessibilité sont la base de la définition de la classe de “Perte de continuité de service” (Loss of Service Continuity” - LSC - définie dans la norme CEI 62271-200).
Utiliser des interverrouillages ou des procédures utilisateurs ne doit pas avoir d’effet sur la continuité de service. De ce fait, seule l’autorisation d’accés à une partie spécifique d’un tableau, en conditions normales de fonctionnement, sera soumise à des conditions restrictives, plus ou moins sévères en fonction du besoin en continuité de service de la distribution électrique.

Verrouillages dans les postes équipés d’appareillage sous enveloppe métallique

Dans un poste de livraison MT/BT comportant :
■ une cellule arrivée simple dérivation ou deux cellules arrivées double dérivation ou boucle,
■ une cellule protection qui peut être une cellule interrupteur-sectionneur-fusibles avec sectionneur de terre ou une cellule disjoncteur,
■ un transformateur,
les verrouillages permettent les manœuvres ou accès dans les conditions suivantes :

Verrouillages de base intégrés dans les cellules (unités fonctionnelles)

■ Manœuvre de l’interrupteur-sectionneur
□ si la porte de la cellule est fermée et si le sectionneur de terre est ouvert.
■ Manœuvre des sectionneurs ou des dispositifs de sectionnement de la cellule disjoncteur
□ si la porte de la cellule est fermée,
□ si le disjoncteur est ouvert et si le (ou les) sectionneur(s) de terre éventuel(s) de la cellule est (sont) ouvert(s).
■ Fermeture d’un sectionneur de terre
□ si le dispositif de sectionnement associé est ouvert(1).
■ Accès à l’intérieur de chaque cellule aux connexions du transformateur, si des verrouillages ont été spécifiés
□ si le dispositif de sectionnement associé est ouvert et le (ou les) sectionneur(s) de terre éventuel(s) est (sont) fermé(s).
■ Fermeture de la porte de chaque cellule, si des verrouillages ont été spécifiés
□ si le (ou les) sectionneur(s) de terre est (sont) fermé(s).
■ Accès à l’intérieur de la cellule des transformateurs de tension (en comptage MT)
□ si le sectionneur MT est ouvert et si le sectionnement basse tension est ouvert.
■ Manœuvre des sectionneurs de la cellule des transformateurs de tension
□ si la porte de la cellule est fermée.

Interverrouillage fonctionnel impliquant plusieurs équipements séparés ou plusieurs cellules (unités fonctionnelles)

■ Accés aux bornes de connexion du transformateur MT/BT
□ si l’unité fonctionnelle de branchement au réseau, alimentant les bornes équerres de connexion du transformateur, a son interrupteur ouvert et son sectionneur de terre fermé,
□ en fonction du risque d’alimentation par l’aval par la basse tension, une condition sur le disjoncteur général BT peut être nécessaire.

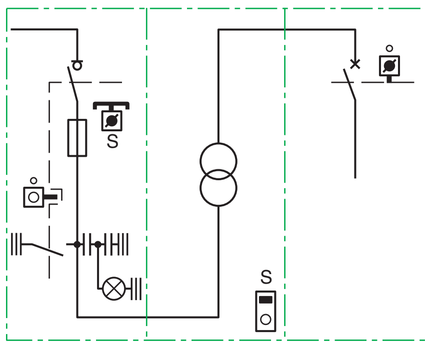
Verrouillages et asservissements en France

Dans les postes, la protection des personnes intervenant dans une installation électrique est réalisée par des dispositions de type électrique et de type mécanique.
Les dispositions de type mécanique sont assurées par :
■ cloisonnements existants dans les cellules préfabriquées HTA,
■ verrouillages, généralement du type à transfert de clés, prévus par l’article 46 de la NF C 13-100.

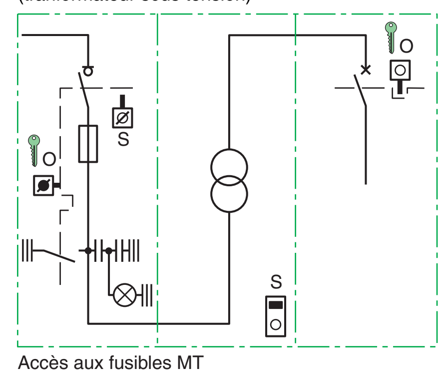
Exemple pratique

Dans un poste d’abonné à comptage BT, le schéma d’interverrouillages le plus couramment utilisé est celui MT/BT/TR (moyenne tension/basse tension/transformateur).
Le but de cet interverrouillage est :
■ d’empêcher l’accès au compartiment transformateur si le sectionneur de terre n’a pas été précédemment fermé
■ d’empêcher la fermeture du sectionneur de terre dans le tableau de protection du transformateur si le disjoncteur BT du transformateur n’a pas été précédemment verrouillé en position «ouvert» ou «débroché».

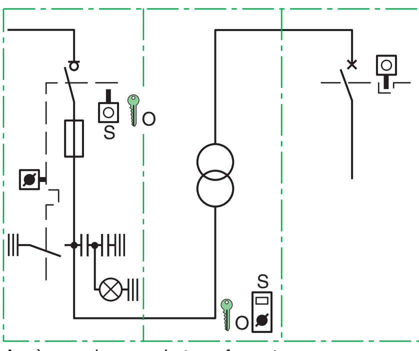
(1) Si le sectionneur de terre est sur un circuit d’arrivée, les interrupteurs-sectionneurs associés sont ceux situés aux deux extrémités du circuit et ils doivent être interverrouillésde façon adaptée. Dans ce cas la fonction d’interverrouillage est de type à clés multiples.



Interrupteur et disjoncteur MT fermés
(tranformateur sous tension)



Accès aux fusibles MT



Accès aux bornes du transformateur

Lègende

Clé absente

Clé libre

Clé prisonnière

Panneau ou porte

Fig. B17 : Exemple de verrouillage MT/BT/TR

L'accès aux bornes de connexion MT et BT du transformateur (protégé en amont par une cellule de protection interrupteur-fusibles MT (comprenant un interrupteur-sectionneur MT, les fusibles MT et un sectionneur de terre MT) doit être réalisé en conformité avec la procédure stricte décrite ci-dessous. Cette procédure est illustrée par les schémas de la **Figure B17.**

Note : le transformateur est, dans cet exemple, équipé de prises MT débrochables(1) qui peuvent être embrochées uniquement après le déverrouillage d'un dispositif de fixation commun à toutes les prises phases.

Les interrupteurs-sectionneurs et le sectionneur de terre MT sont mécaniquement interverrouillés de sorte qu'un seul de ces deux appareils peut être fermé c'est-à-dire la fermeture d'un des appareils verrouille automatiquement l'autre en position «ouvert».

Procédure pour l'isolation et la mise à la terre du transformateur de puissance et pour la déconnexion des prises débrochables (ou du retrait du capot de protection)

Conditions initiales

- L'interrupteur-sectionneur MT et le disjoncteur BT sont fermés.
- Le sectionneur de terre MT est verrouillé en position ouvert par clef «O».
- La clef «O» est prisonnière sur le disjoncteur BT tant que ce disjoncteur est fermé.

Etape 1

- Ouvrir le disjoncteur BT et le verrouiller avec la clef «O».
- La clef «O» est maintenant libérée.

Etape 2

- Ouvrir l'interrupteur MT.
- Vérifier que les indicateurs de «présence tension» sont éteints (lorsque l'interrupteur est ouvert).

Etape 3

- Déverrouiller le sectionneur de terre MT avec la clef «O» et fermer le sectionneur de terre.
- La clef «O» est maintenant prisonnière.

Etape 4

Le panneau d'accès aux fusibles MT peut maintenant être enlevé (c'est-à-dire est déverrouillé par la fermeture du sectionneur de terre). La clef «S» placée à l'intérieur du compartiment derrière ce panneau est prisonnière tant que l'interrupteur MT est fermé.

- Tourner la clef «S» pour verrouiller l'interrupteur, ouvert à l'étape 2, en position «ouvert».
- La clef «S» est maintenant libérée.

Etape 5

La clef «S» permet de désarmer le dispositif de verrouillage, suivant le cas :

- des prises débrochables MT du transformateur,
- du capot de protection des bornes de connexion du transformateur.

Dans les deux cas, si une ou plusieurs bornes MT sont rendues accessibles (dénudées par le débrochage des prises ou par le retrait du capot), la clef «S» reste prisonnière dans la boite de verrouillage. Ceci permet d'intervenir sur ces bornes en étant sûr qu'elles sont hors tension (personne ne peut utiliser la clef «S» sans avoir préalablement remis les prises embrochables ou le capot).

Le résultat de la procédure précédente est :

- L'interrupteur MT est verrouillé en position «ouvert».
- La clef «S» est prisonnière dans la boite de verrouillage des prises du transformateur tant que les prises MT sont accessibles (exposées au contact).
- Le sectionneur de terre MT est en position «fermé» mais n'est pas verrouillé, c'est-à-dire il peut être ouvert ou fermé, ce qui permet, par ouverture, des essais sur les têtes de câbles. Toutefois, lors de travaux de maintenance, un cadenas est généralement utilisé pour verrouiller le sectionneur de terre en position «fermé», la clef du cadenas étant détenue par le responsable des travaux de maintenance.
- Le disjoncteur BT est verrouillé en position «ouvert» par la clef «O» qui est prisonnière du fait que le sectionneur de terre MT est en position «fermé».
- L'accès au transformateur, isolé et mis à la terre, est parfaitement sécurisé.

Il faut noter que les bornes de connexion amont de l'interrupteur-sectionneur peuvent rester sous tension dans la procédure décrite ci-dessus du fait que celles-ci sont situées dans un compartiment séparé et non accessible dans le cas de l'appareillage de l'exemple ci-dessus. Toute autre solution technique où il existe des bornes de connexion exposées au contact dans des compartiments accessibles, nécessiterait d'autres mises hors tension et des interverrouillages supplémentaires.

(1) le transformateur peut également être équipé d'un capot de protection recouvrant les trois bornes de connexion MT.

4 Le poste de livraison à comptage BT

Un poste de livraison à comptage BT est une installation électrique raccordée à un réseau de distribution publique sous une tension nominale de 1 à 35 kV comprenant un seul transformateur MT/BT dont la puissance est en général inférieure ou égale à 1250 kVA.

4.1 Généralités

En France la norme NF C 13-100 définit le poste HTA à comptage BT par :
- une tension 1 à 33 kV (valeur usuelle 20 kV),
- un seul transformateur,
- courant secondaire assigné est au plus égal à 2000 A (soit en pratique une puissance maximale P max ⩽ 1250 kVA).

La valeur maximale 2000 A impose en pratique, selon les tensions, de se limiter à une puissance maximale normalisée du transformateur de :
- 1250 kVA en 20 kV,
- 1000 kVA en 15 kV,
- 630 kVA en 10 kV,
- 400 kVA en 5,5 kV.

Fonctions

Le poste de livraison

L'ensemble des matériels du poste est rassemblé dans une même enceinte, soit à l'intérieur d'un bâtiment existant, soit sous forme d'un poste préfabriqué installé à l'extérieur.

Raccordement au réseau MT

Le raccordement au réseau se fait :
- soit directement en antenne (simple dérivation),
- soit par l'intermédiaire de 2 interrupteurs dans un réseau en boucle (coupure d'artère),
- soit par 2 interrupteurs verrouillés mécaniquement dans un réseau en double dérivation.

Transformateur

Le transformateur peut être de plusieurs types :
- immergé dans l'huile minérale si l'emplacement du poste le permet,
- de type sec enrobé et moulé sous vide pour les installations dans certains types de locaux, en fonction de la législation locale. (ex : immeubles de grande hauteur, locaux recevant du public…).

Comptage

Le comptage en BT permet l'utilisation de transformateurs de mesure économiques et peu encombrants. Les pertes du transformateur ne sont pas comptées, mais le tarif appliqué par le distributeur est établi en conséquence.

Distribution BT

Un disjoncteur général BT assurant l'isolement et comportant les interverrouillages requis
- alimente un tableau, généralement simple,
- protège le transformateur contre les surcharges et les circuits BT contre les courts-circuits coté basse tension.

En France la norme NF C 13 100 exige que ce disjoncteur soit à coupure visible.

Schéma unifilaire

Le schéma de la page suivante (**Figure B18**) représente
- les fonctions raccordements au réseau qui peuvent être de 4 types :
  - en antenne ou simple dérivation,
  - en antenne provisoire (transformable en boucle),
  - en double dérivation,
  - en boucle ou coupure d'artère,
- les fonctions protections MT et transformation MT/BT,
- la fonction comptage BT et sectionnement général BT
- la fonction protection et distribution BT,
- les zones accessibles aux différents intervenants.
- les zones d'application des normes NF C 13-100 et NF C 15-100, qui se recouvrent partiellement,

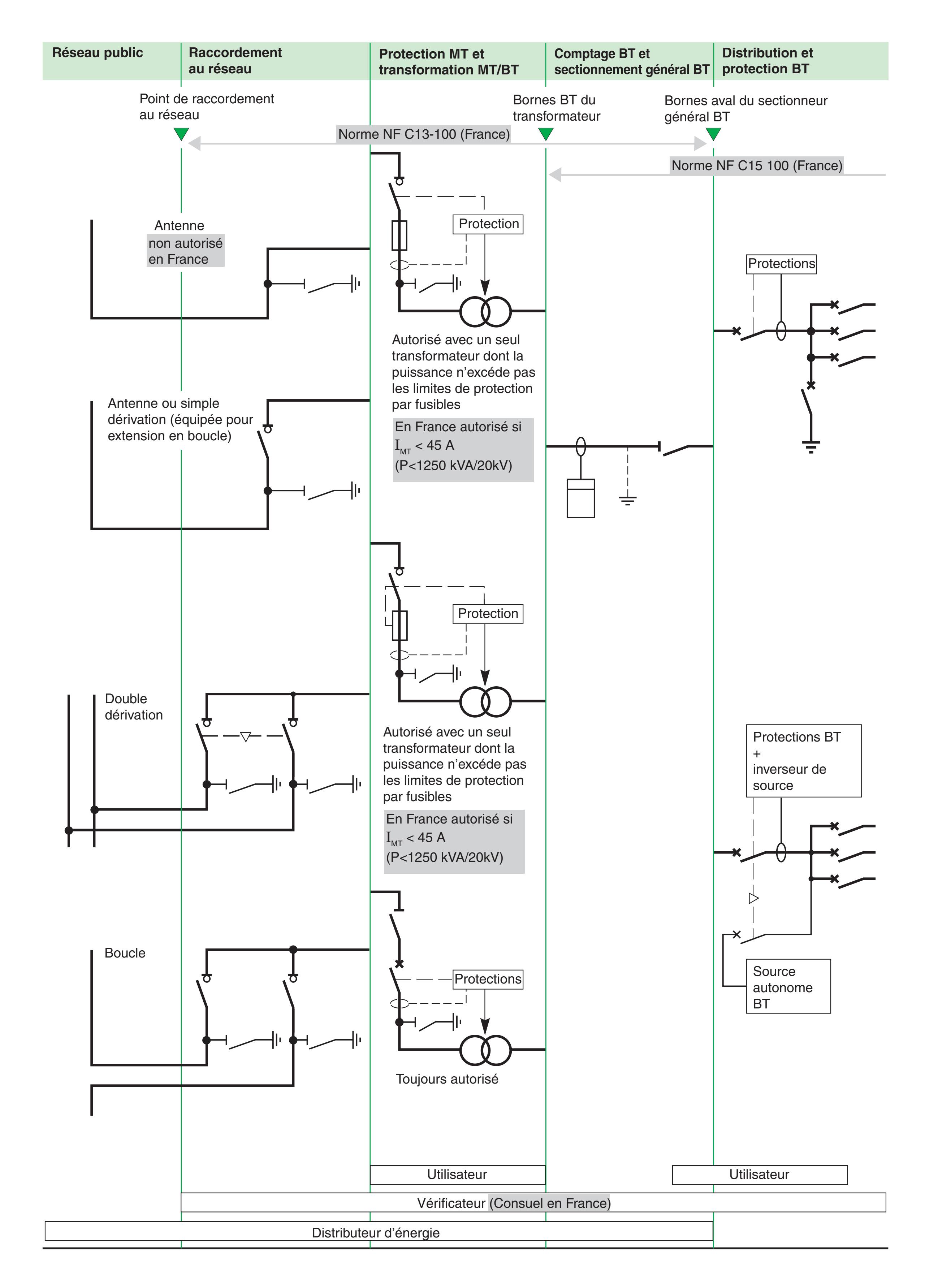


Fig. B18 : Poste de livraison à comptage BT

4.2 Choix des équipements MT

Normes et spécifications

L'appareillage et les équipements seront conformes aux normes internationales suivantes :
CEI 62271-1, 62271-200, 60265-1, 62271-102, 62271-100, 62271-105
Des règlements locaux peuvent aussi exiger la conformité avec des normes nationales comme :
- France : UTE
- Royaume Uni : BS
- Allemagne : VDE
- USA : ANSI

Normes et spécifications pour la France
Les équipements HTA doivent répondre aux normes suivantes, rendues applicables par décret :
- UTE NF C 13-100, 13-200, 64-400 pour les cellules
- autres normes spécifiques à chaque appareillage, en particulier, NF C 64-160 pour la coupure pleinement apparente.

Par ailleurs, l'accord du distributeur d'énergie impose généralement la conformité à certaines spécifications propres.

Choix du type de matériel

Un poste peut être réalisé, en fonction des normes et habitudes locales à partir :
- de cellules modulaires, qui permettent de répondre à tous les types de schémas ainsi qu'à des extensions ultérieures en prévoyant la place nécessaire,
- d'ensembles compacts type Ring Main Unit, lorsque l'alimentation se fait en boucle (ensemble monobloc 3 fonctions) en particulier en cas
  - de conditions climatiques et/ou de pollutions très sévères (isolement intégral),
  - d'insuffisance de place pour une solution modulaire.

Matériel utilisés en France
Les équipements HTA sont en général des cellules modulaires, par exemple du type gamme SM6 Schneider Electric. Le RM6 (appareil «tout SF6» à fonctions intégrées) est utilisable sur des réseaux en boucle pour des cas d'environnement sévère.

Cellules compartimentées sous enveloppe métallique

Norme CEI 62271-200
La norme CEI 62271-200 spécifie les «appareillages sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV».
Cette norme définit notamment :
- Le type d'appareillage :
  - AIS (Air Insulated Switchgear) – à isolement dans l'air
  - GIS (Gaz Insulated Switchagear) – à isolement dans un gaz.
- Les unités fonctionnelles : «partie d'un appareillage sous enveloppe métallique comprenant tous les matériels des circuits principaux et des circuits auxiliaires qui concourent à l'exécution d'une seule fonction», qui correspond en général à une cellule
- Les compartiments : «partie d'un appareillage sous enveloppe métallique fermée, à l'exception des ouvertures nécessaires à l'interconnexion, à la commande ou à la ventilation». Le constructeur définit le nombre et le contenu des compartiments (ex : jeu de barres, câbles, appareillage…), qui peuvent contenir de l'appareillage de type :
  - fixe,
  - débrochable.
- L'accessibilité de chaque compartiment :
  - contrôlée par verrouillage ou selon procédures, pour les compartiments pouvant être ouverts en exploitation normale,
  - par outillage, pour les compartiments ne devant pas être ouvert en exploitation normale,
  - non accessible, pour les compartiments ne devant pas être ouverts.
- La catégorie de perte de continuité de service LSC (Loss of Service Continuity), qui définit la possibilité de maintenir sous tension d'autres compartiment quand un compartiment est ouvert.
  - LSC1, lorsque cette ouverture nécessite la mise hors tension des autres unités fonctionnelles.
  - LSC2 A lorsque les autres unités fonctionnelles peuvent rester sous tension.
  - LSC2 B lorsque les autres unités fonctionnelles et tous les compartiments câbles peuvent rester sous tension.

■ La classe de cloisonnement (Partition Class) entre parties sous tension et compartiment ouvert, par le type de cloison «partie d'un appareillage sous enveloppe métallique séparant un compartiment d'une autre compartiment»
□ PM : cloisons métalliques,
□ PI : cloisons isolantes.

Cellules pour les postes HTA/BT ou HTA/HTA en France

Les cellules utilisées, par exemple la gamme SM6 de Schneider Electric, sont vis-à-vis de la norme CEI 62271-200 de type :
■ AIS avec isolement dans l'air,
■ à compartiments équipés d'un appareillage fixe,
■ catégorie de perte de continuité de service LSC2A,
■ classe de cloisonnement PI.
Les cellules modulaires type SM6 procurent :
■ la sécurité d'exploitation,
■ la réduction d'encombrement,
■ une grande souplesse d'adaptation et des extensions aisées,
■ une maintenance réduite.

Chaque cellule comporte 3 compartiments :
■ appareillage : interrupteur-sectionneur isolé dans un carter en résine-epoxy rempli de SF6 et scellé à vie
■ raccordements : par câbles sur plages du carter de l'interrupteur (possibilité d'installation sur socle, sans génie civil)
■ jeu de barres : modulaire, permettant une extension à volonté des tableaux
Un capot de commande peut contenir (sans saillie) un automatisme de commande et du relayage. Un caisson complémentaire supérieur peut être ajouté si nécessaire.
Les raccordements sont réalisés à l'intérieur d'un compartiment raccordement câbles situé en face avant, accessibles en retirant un panneau d'accès.
Les cellules sont raccordées électriquement entre elles par un jeu de barres préfabriqué.
La mise en place se fait sur le site en respectant les instructions de montage.
L'exploitation est simplifiée par le regroupement de toutes les commandes sur un plastron frontal.

L'interrupteur-sectionneur SM6 (cf. **Fig. B19**) répond au critère de coupure pleinement apparente suivant par la norme CEI 62 271-102 et la norme NF C 64-160 grâce à l'indicateur de position reflétant fidèlement la position des contacts.

Les cellules intègrent les verrouillages de base spécifiés dans la norme CEI 62271-200 :
■ la fermeture de l'interrupteur n'est possible que si le sectionneur de terre est ouvert, et si le panneau d'accès aux raccordements est en place.
■ la fermeture du sectionneur de terre n'est possible que si l'appareil fonctionnel est ouvert.
■ l'ouverture du panneau d'accès aux raccordements câbles, qui est le seul compartiment accessible à l'utilisateur lors de l'exploitation, est sécurisé par plusieurs autres interverrouillages :
□ l'ouverture du panneau n'est possible que si le sectionneur de terre est fermé,
□ l'interrupteur-sectionneur est verrouillé en position ouvert lors de l'accès.
L'ouverture du sectionneur de terre est alors possible, par exemple pour des essais sur les têtes de câbles.
Ces fonctionnalités permettent, lors de l'ouverture d'un panneau d'accès aux raccordements câbles d'une cellule, de conserver le jeu de barres et les câbles des autres cellules sous tension et en exploitation (catégorie de perte de continuité de service LSC2A).
Outre les verrouillages fonctionnels définis ci-dessus, chaque cellule comporte :
■ des dispositifs de cadenassage prévus par construction
■ des aménagements destinés à recevoir chacun une serrure pour des interverrouillages éventuels.

Les manœuvres sont faciles et sécurisées
■ Organes nécessaires aux manœuvres regroupés sur une platine fonctionnelle et claire.
■ Levier de fermeture commun à toutes les cellules (sauf disjoncteurs).
■ Faible effort de manoeuvre du levier.
■ Ouverture ou fermeture de l'appareil par levier ou par bouton-poussoir pour les interrupteurs automatiques.



Fig. B19 : Cellule interrupteur sectionneur SM6

4.3 Choix de la cellule de protection du transformateur MT/BT

Trois types de cellules MT sont généralement utilisés pour protéger le transformateur du poste :
- Interrupteur et fusibles associés, la fusion d'un fusible n'agissant pas sur l'interrupteur (ex : cellule PM de la gamme SM6),
- combiné interrupteur-fusibles, la fusion d'un fusible(1) déclenchant l'interrupteur (ex : cellule QM de la gamme SM6),
- disjoncteur (ex : cellule DM de la gamme SM6).

Sept paramètres vont influer sur le choix optimal :
- la valeur du courant primaire,
- le type d'isolant du transformateur,
- l'installation du poste par rapport au local principal,
- la position du poste par rapport aux charges,
- la puissance en kVA du transformateur,
- la distance des cellules au transformateur,
- l'utilisation de relais de protection séparés (par opposition à relais directs à bobine agissant directement sur le déclencheur).

Choix de la cellule de protection du transformateur en comptage BT en France

Le dispositif de protection HTA est défini par la norme NF C 13-100 (voir page B17). Un poste HTA à comptage BT comporte un seul transformateur de courant secondaire < 2000 A (voir page B22).
- Le courant de base vérifie ainsi toujours, en 20 kV, la condition I_B < 45 A, de sorte que la protection peut être assurée (NF C 13-100 § 433), soit par des fusibles, soit par un disjoncteur. Ce dernier est préférable, avec l'accord du distributeur, s'il est prévu dans l'avenir une augmentation de la puissance du poste.
- Si une source autonome d'énergie électrique peut fonctionner en parallèle avec le réseau du distributeur il faut opter pour une protection par disjoncteur.

La norme NF C 13-100 impose d'autre part en comptage BT :
- une protection du transformateur contre les défauts internes provoquant l'ouverture du dispositif de protection HTA :
  - pour les transformateurs immergés, un dispositif de détection gaz, pression, température de type DMCR ou DGPT2,
  - pour les transformateurs secs, un dispositif thermique,
- une protection à maximum de courant résiduel lorsque le transformateur est éloigné de plus de 100 mètres des cellules HTA.

Le dispositif de protection du transformateur peut être alimenté par le transformateur lui-même.

4.4 Choix du transformateur MT/BT

Paramètres caractérisant un transformateur

Un transformateur est défini, d'une part, par ses caractéristiques électriques et, d'autre part, par des caractéristiques liées à sa technologie et à ses conditions d'utilisation.

Caractéristiques électriques

- Puissance assignée Pn : valeur conventionnelle de la puissance apparente en kVA destinée à servir de base à la construction du transformateur. Les essais et garanties du constructeur se réfèrent à cette valeur.
- Fréquence : Ce guide concerne les réseaux 50 et 60 Hz.

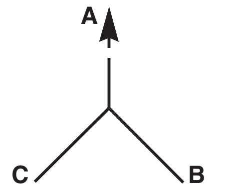
En France, la fréquence du réseau est de 50 Hz.

- Tension(s) assignée(s) primaire(s) et secondaire(s) :
  - pour une double tension primaire, préciser la puissance en kVA correspondant à chaque niveau.
  - la(es) tension(s) secondaire(s) sont celles à vide en circuit ouvert.
- Niveau d'isolement assigné : il est défini par l'ensemble des deux valeurs suivantes :
  - tension de tenue d'essai à fréquence industrielle,
  - tension de tenue à l'onde de choc normalisée, qui simule l'effet de la foudre.

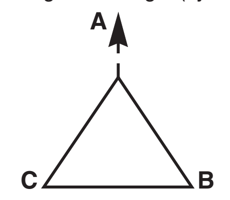
Pour les tensions considérées dans ce chapitre, les surtensions de manœuvres sont généralement moins importantes que celles dues à la foudre, de sorte qu'il n'y pas d'essai séparé pour les surtensions de manœuvres.

(1) les combinés interrupteur-fusibles sont équipés d'un percuteur qui provoque le déclenchement tripolaire de l'interrupteur en cas de fusion d'un ou plusieurs fusibles.

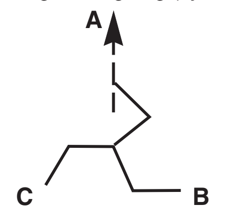
Montage en étoile (symbole ⅄)



Montage en triangle (symbole △)



Montage en zig-zag (symbole Z)



Le montage zig-zag n'est utilisé que du côté secondaire des transformateurs de distribution.

Fig. B20 : Couplages usuels

■ Prises de réglage manœuvrables hors tension : elles agissent sur la plus haute tension et permettent d'adapter dans des fourchettes ± 2,5% et ± 5% le transformateur à la valeur réelle de la tension d'alimentation. Le transformateur doit être mis hors tension préalablement à la commutation de ces prises.
■ Couplages des enroulements (cf. **Fig. B20**) : il sont indiqués par des symboles pour les couplages en étoile, triangle et zig-zag, et toute combinaison de ces couplages (en particulier pour les transformateurs spéciaux comme les transformateurs héxaphasés ou dodécaphasés) et par un code alpha numérique préconisé par la CEI. Ce code se lit de gauche à droite, la première lettre se référant à l'enroulement de tension la plus élevée, la seconde lettre à celui de tension immédiatement inférieure, etc.
□ Les lettres majuscules se réfèrent à l'enroulement de tension la plus élevée.
D = couplage triangle en MT
Y = couplage étoile en MT
Z = couplage zigzag en MT
N = neutre MT sorti accessible
□ Les lettres minuscules se réfèrent en général aux enroulements secondaire et le cas échéant tertiaire.
d = couplage triangle en BT
y = couplage étoile en BT
z = couplage zig-zag (interconnexion en étoile) en BT
n = neutre BT sorti accessible
□ un nombre de 0 à 11, désigné par indice horaire (avec «0» en lieu et place de «12») est accolé aux lettres pour indiquer le déphasage entre la tension primaire et la tension secondaire.
Pour un transformateur de distribution, Dyn11 est un type classique de couplage des enroulements primaires et secondaires : ce couplage Dyn11 signifie que :
- le primaire est monté en triangle,
- le secondaire, avec un point neutre disponible sur borne, est monté en étoile,
- le déphasage entre les tensions primaires et secondaires est égal à :
+ 30 °électrique. Le nombre « 11 » signifie que la tension de la phase «1» du secondaire est à « 11 heures » tandis que la tension de la phase «1» du primaire est à « 12 heures », comme indiqué sur la **Figure B30** en page B37. Toutes les combinaisons d'enroulements triangle, étoile et zig-zag produisent un déphasage qui est de 30 °électrique ou multiple de 30 °électrique ou nul. La norme CEI 60076-4 décrit en détail « l'indice horaire ».

Caractéristiques liées à la technologie et aux conditions d'utilisation

Cette liste n'est pas exhaustive :
■ choix du diélectrique,
■ installation intérieure ou extérieure,
■ altitude (⩽ 1000 m est le cas standard),
■ température :
□ ambiante maximum : 40 °C,
□ ambiante moyenne journalière : 30 °C,
□ ambiante moyenne annuelle : 20 °C.
Ces températures sont des valeurs standard selon la norme CEI 60076.

Description des technologies

Il existe deux types de transformateurs :
■ les transformateurs de type secs enrobés,
■ les transformateurs de type immergés.

Transformateurs de type secs

L'isolation des enroulements est réalisée par des isolants solides à base de résine. Le refroidissement est donc réalisé par l'air ambiant sans liquide intermédiaire.
Il est recommandé de choisir le transformateur sec avec les caractéristiques suivantes, conformément à la norme CEI 60076-11 :
■ classe E2 de comportement vis à vis de l'environnement (condensation fréquente, pollution élevée) : enrobage procurant un excellent comportement en atmosphère industrielle et une insensibilité aux agents extérieurs (poussière, humidité...) tout en garantissant une parfaite protection de l'environnement et des personnes par la suppression des risques de pollution froide ou chaude,
■ classe C2 climatique (fonctionnement transport et stockage jusqu'à -25 °C),
■ classe F1 de comportement au feu (F2 correspond à un accord spécial entre constructeur et utilisateur), c'est à dire :
□ autoextinction rapide : enrobage possédant une excellente résistance au feu et une autoextinguibilité immédiate, ce qui permet de qualifier ces transformateurs d'ininflammables,



Fig. B21 : Transformateur de type sec Trihal



Fig. B22 : Transformateur étanche à remplissage intégral



Fig. B23 : Transformateur respirant avec conservateur

□ matériaux et produits de combustion non toxiques : enrobage exempt de composés halogénés (chlore, brome, etc.) et de composés générateurs de produits corrosifs ou toxiques, ce qui garantit une sécurité élevée contre les risques de pollution chaude en cas de pyrolyse,
□ fumées non opaques : du fait des composants utilisés.

Par exemple, ce qui suit se réfère au procédé de fabrication réalisé par un fabricant européen majeur, leader dans son domaine. Ce procédé, qui procure la classification E2, C2, F1, utilise des systèmes brevetés et exclusifs de bobinage et d'enrobage par moulage sous vide de l'enroulement MT (cf. **Fig. B21**).
Trois composants constituent l'enrobage :
■ résine époxyde à base de biphénol A, de viscosité adaptée à une excellente imprégnation des enroulements
■ durcisseur anhydride (non aminé), modifié par un flexibilisateur pour assurer la souplesse du système moulé nécessaire afin d'interdire toute fissure en exploitation,
■ charge active pulvérulente composée d'alumine trihydratée Al(OH)3 et de silice qui apporte des propriétés mécaniques et thermiques requises et les qualités intrinsèques exceptionnelles de comportement au feu.

En outre les transformateurs de type sec enrobé assurent une excellente protection contre les contacts directs. Par exemple, les transformateurs précédents ont une enveloppe ayant un degré de protection IP 3X, conforme aux exigences du décret de protection n° 88-10-56 du 14-11-1988.

Transformateurs de type immergés

Le liquide utilisé comme diélectrique dans les transformateurs immergés est l'huile minérale. Toutefois des alternatives plus écologiques apparaissent, et l'on trouve des transformateurs immergés dans :
■ soit de l'huile minérale, tirée du pétrole
■ soit de l'huile végétale, extraite des plantes.
Ces liquides étant inflammables, voire très inflammables dans le cas de l'huile minérale, il est recommandé de prendre des mesures de sécurité, obligatoires dans la plupart des cas dont la plus simple (utilisée en France) est le relais de protection type DMCR ou DGPT2. En cas d'anomalie, il donne l'ordre de mise hors service du transformateur avant que la situation ne devienne dangereuse.
L'huile minérale est difficilement biodégradable, même sur le long terme, alors que l'huile végétale est biodégradable à 99 % en 43 jours. Elle constitue une alternative écologique, apportant de plus des performances optimisées.
Le diélectrique liquide sert aussi à évacuer les calories. Il se dilate en fonction de la charge et de la température ambiante. La conception des transformateurs leur permet d'absorber les variations de volume correspondantes.

Pour cela, deux techniques sont employées :
■ étanche à remplissage total (ERT) (cf. **Fig. B22**)
Cette technique est utilisable actuellement jusqu'à 10 MVA
Développée par un constructeur majeur Français en 1963, la technique étanche à remplissage total (ERT) ou intégral (ERI), «sans matelas gazeux» des cuves étanches des transformateurs immergés (Fig. B22) a été adoptée par le distributeur national d'alors, EDF, en 1972. Elle est maintenant communément utilisée partout dans le monde.
La dilatation du diélectrique liquide est compensée par la déformation élastique des ondes de la cuve du transformateur qui servent également à évacuer les calories.
La technique ERT présente beaucoup d'avantages par rapport à d'autres procédés :
□ toute oxydation du diélectrique liquide par contact avec l'air est évitée,
□ pas de nécessité de dessiccateur d'air et, en conséquence, réduction de l'entretien et de la maintenance (pas de surveillance ni besoin de changer le dessiccateur) :
□ plus de contrôle de la rigidité diélectrique,
□ protection interne simple possible grâce au relais de pression,
□ facilité d'installation : plus léger et moins haut (absence de conservateur), il offre un meilleur accès aux connexions MT et BT,
□ détection immédiate de toute fuite même sans gravité : de l'eau ne pourra pas pénétrer dans la cuve.

■ respirant avec conservateur (cf. **Fig. B23**)
La dilatation du diélectrique se fait dans un réservoir d'expansion (conservateur) placé au-dessus de la cuve, comme présenté par la figure B23. L'espace au dessus du liquide peut être rempli d'air qui pénètre lorsque le niveau du liquide baisse et est partiellement expulsé lorsque le niveau monte. L'air ambiant pénètre à travers un joint étanche à l'huile, puis passe par un système dessiccateur (généralement à base de gel de cristaux de silice) protégeant de l'humidité, avant d'entrer dans le réservoir. Pour certains gros transformateurs l'espace au dessus de l'huile est occupé par une paroi étanche déformable de sorte que le diélectrique ne puisse pas être en contact direct avec l'air ambiant. L'air entre et sort à travers un joint étanche à l'huile et un dessiccateur comme décrit précédemment.
Un réservoir d'expansion est obligatoire pour les transformateurs de plus de 10 MVA, ce qui est la limite actuelle de la technologie à remplissage total.

Choix de la technologie

Actuellement, il est possible de choisir entre un transformateur de type sec ou de type immergé dans l'huile jusqu'à 10 MVA.
Pour réaliser ce choix, plusieurs paramètres sont à prendre en considération, dont :
■ la sécurité des personnes, au niveau du transformateur ou à son voisinage, sécurité qui fait l'objet d'une réglementation et de recommandations officielles,
■ le bilan économique, compte tenu des avantages de chaque technique et de la gamme des matériels existants.

Les règlements pouvant influer sur le choix sont les suivants :
■ transformateur de type sec :
□ dans certains pays, un transformateur de type sec est obligatoire dans les immeubles de grande hauteur,
□ les transformateurs de type sec n'imposent aucune contrainte dans les autres cas.
■ transformateur immergé dans un diélectrique liquide (cf. **Fig. 24**) :
□ ce type de transformateur est généralement interdit dans les immeubles de grande hauteur,
□ les contraintes d'installation, ou protections minimales contre les risques d'incendie, varient selon la classe du diélectrique utilisé,
□ les pays dans lesquels l'utilisation d'un diélectrique liquide est largement développée, les classent en différentes catégories selon leur performance de tenue au feu. Celle-ci est caractérisée par deux critères : le point de feu et le pouvoir calorifique inférieur.

Code	Liquide diélectrique	Point de feu (°C)	Pouvoir calorifique inférieur (°C) (MJ/kg)
O1	Huile minérale	< 300	-
K1	hydrocarbures à haute densité	> 300	48
K2	Esters	> 300	34 - 37
K3	Silicones	> 300	27 - 28
L3	Liquides halogènes isolants	–	12

Fig. B24 : Catégories de diélectriques

Par exemple, la réglementation française définit les conditions d'utilisation des transformateurs à diélectriques liquides.
La réglementation précise :
■ transformateur de type sec enrobé,
□ il est obligatoire dans les immeubles de grande hauteur,
□ il n'impose pas de contraintes d'installation dans les autres cas,
■ transformateur à diélectrique liquide :
□ il est interdit dans les immeubles de grande hauteur,
□ il implique des contraintes d'installation lorsqu'il fait usage d'un certain nombre de diélectriques. Ces contraintes d'installation, ou protections minimales contre les risques d'incendie, varient selon la classe du diélectrique utilisé.
Les normes françaises précisent par ailleurs :
■ la norme NF C 27-300 donne une classification des diélectriques liquides d'après leur comportement au feu (Fig. B24), apprécié selon deux critères : le point de feu et le pouvoir calorifique inférieur (ou quantité minimale de chaleur dégagée).
■ la norme NF C 17-300 définit les conditions d'installation des transformateurs, contenant des diélectriques liquides, pour assurer la sécurité des personnes et la conservation des biens.
Elle traite notamment des mesures minimales à prendre contre les risques d'incendie.
Les principales mesures sont décrites dans le **tableau B25** :
□ pour les diélectriques de classe L3, aucune mesure particulière n'est à prévoir
□ pour les diélectriques de classe O1 et K1, les mesures ne sont applicables que s'il y a plus de 25 litres de diélectrique
□ pour les diélectriques de classe K2 et K3, les mesures ne sont applicables que s'il y a plus de 50 litres de diélectrique.

Classe du diélectrique	Nombre minimal de litres impliquant des mesures	Local ou emplacement					
		Local ou emplacement réservé aux personnes averties ou qualifiées (B4 ou B5) et séparé de tout autre bâtiment d'une distance D			Local réservé aux personnes averties et isolé des locaux de travail par des parois coupe-feu de degré 2 heures		Autres locaux ou emplacements[2]
		D > 8 m	4 m < D < 8 m	D < 4 m[1] vers des locaux	Sans ouverture	Avec ouverture(s)	
O1 K1	25	Pas de mesures particulières	Interposition d'un écran pare-flammes de degré 1 heure	Mur du bâtiment voisin coupe-feu de degré 2 heures	Mesures (1 + 2) ou 3 ou 4	Mesures (1 + 2 + 5) ou 3 ou (4 + 5)	Mesures (1A + 2 + 4)[3] ou 3
K2 K3	50	Pas de mesures particulières		Interposition d'un écran pare-flammes de degré 1 heure	pas de mesures particulières	Mesures 1A ou 3 ou 4	Mesures 1 ou 3 ou 4
L3		Pas de mesures particulières					

Mesure 1 : Dispositions telles que, si le diélectrique vient à se répandre, il soit entièrement recueilli (bac de rétention, relèvement des seuils et obturation des caniveaux lors de la construction).
Mesure 1A : En plus de la mesure 1, mise en œuvre de dispositions telles que, si le diélectrique vient à s'enflammer, il ne puisse mettre le feu à des objets combustibles avoisinants (éloignement de tout objet combustible à plus de 4 m de l'appareil, ou à plus de 2 m si interposition d'un écran pare-flammes de degré minimal 1 heure).
Mesure 2 : Dispositions telles que, si le diélectrique vient à s'enflammer, son extinction naturelle soit rapidement assurée (lit de cailloux).
Mesure 3 : Dispositif automatique fonctionnant en cas d'émission de gaz au sein du diélectrique et provoquant la mise hors tension du matériel (DMCR ou DGPT2), accompagné d'un dispositif d'alarme.
Mesure 4 : Détection automatique d'incendie disposée à proximité immédiate du matériel, provoquant la mise hors tension et le fonctionnement d'un dispositif d'alarme.
Mesure 5 : Fermeture automatique de toutes les ouvertures du local contenant le matériel par des panneaux pare-flammes de degré minimum 1/2 heure

Notes :
(1) Une porte coupe-feu de degré 2 heures se refermant d'elle-même sur un seuil élevé n'est pas considérée comme une ouverture.
(2) Locaux attenant à des locaux de travail et séparés par des parois ne possédant pas les caractéristiques coupe-feu de degré 2 heures.
(3) Il est indispensable que le matériel soit enfermé dans une enceinte à parois pleines ne comportant pas d'autres orifices que ceux nécessaires à la ventilation.

Fig. B25 : Dispositions minimales relatives aux installations électriques avec diélectrique liquide de classe O1, K1, K2 ou K3

Détermination de la puissance optimale

Surdimensionner un transformateur

Ceci entraîne :
- un investissement et des pertes à vide plus importants,
- une réduction des pertes en charge.

Sous-dimensionner un transformateur

Ceci entraîne un fonctionnement :
- à pleine charge (le rendement qui est maximal entre 50 % et 70 % de la charge maximale n'est plus, dans ce cas, optimum),
- ou en surcharge qui peut avoir des conséquences graves pour :
  - l'exploitation : échauffement des enroulements provoquant l'ouverture des appareils de protection,
  - le transformateur : vieillissement prématuré des isolants pouvant aller jusqu'à la mise hors service du transformateur.

Définition de la puissance optimale

Pour définir la puissance optimale d'un transformateur il est important de :
- faire le bilan des puissances installées (voir chapitre A),
- connaître le facteur d'utilisation de chaque récepteur,
- déterminer le cycle et la durée de charge ou de surcharge de l'installation
- compenser l'énergie réactive si nécessaire pour :
  - supprimer les pénalités pour les tarifs définissant une puissance appelée maximum (kVA),
  - diminuer la puissance souscrite (PkVA = PkW / cos φ)
- choisir parmi les puissances disponibles en tenant compte :
  - des extensions futures
  - de la sûreté de fonctionnement.

On veillera, en outre, au refroidissement correct du local dans lequel se trouve le transformateur.

4.5 Instructions pour l'utilisation des équipements MT

L'objectif de ce paragraphe est de proposer un guide pratique pour éviter ou réduire grandement la dégradation des équipements MT dans les sites exposés à l'humidité et à la pollution.
Les postes d'extérieurs de types préfabriqués intègrent en général, selon les constructeurs, des dispositions spécifiques de protection contre la pollution et l'humidité et une ventilation adaptée, attestés par des essais, qui respectent ces instructions.

Conditions normales de service pour les équipements MT d'intérieur

Tous les équipements MT sont conformes à leur norme spécifique et à la norme CEI 62271-1 "Appareillage à haute tension - Spécifications communes" qui définit les conditions normales pour l'installation et l'utilisation de tels équipements.
Par exemple, concernant l'humidité, la norme mentionne :
Les conditions normales d'humidité sont :
- la valeur moyenne de l'humidité relative mesurée sur une période de 24 h n'excédant pas 90%,
- la valeur moyenne de la pression de vapeur saturante mesurée sur une période de 24 h n'excédant pas 2,2 kPa,
- la valeur moyenne de l'humidité relative mesurée sur une période d'un mois n'excédant pas 90%,
- la valeur moyenne de la pression de vapeur saturante mesurée sur une période d'un mois n'excédant pas 1,8 kPa.

Dans ces conditions, des phénomènes de condensation peuvent occasionnellement apparaître.
Note 1 : des phénomènes de condensation peuvent se produire lorsqu'une baisse brusque de température survient dans une ambiance très humide.
Note 2 : pour éviter les effets d'une grande humidité et de la condensation, telle que la rupture de l'isolement et la corrosion des parties métalliques, des appareillages conçus et testés pour de telles ambiances doivent être mis en œuvre.
Note 3 : les phénomènes de condensation peuvent être prévenus par :
- une conception spécifique de la construction du poste ou des enveloppes des matériels,
- une ventilation et un chauffage adapté du poste,
- l'utilisation d'un équipement de déshumidification.

Comme indiqué dans la norme, les phénomènes de condensation peuvent occasionnellement apparaître même dans des conditions normales. La norme poursuit en indiquant des mesures spécifiques relatives à des postes d'intérieur qui peuvent être mises en œuvre pour prévenir les phénomènes de condensation.

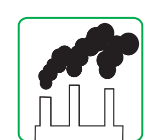
Utilisation dans des conditions sévères

Dans des conditions sévères d'humidité et de pollution, largement au delà des conditions d'utilisation mentionnées ci-dessus, un équipement électrique peut être endommagé par la corrosion rapide de ses pièces métalliques et la dégradation en surface de ces isolants.



Mesures correctives contre les problèmes de condensation

- Concevoir avec précaution ou adapter la ventilation du poste.
- Eviter les variation de température.
- Eliminer les sources d'humidité dans l'environnement du poste.
- Installer un système de climatisation et, pour l'appareillage isolé dans l'air installer et mettre en service des résistances de chauffage (proposées par les constructeurs).
- S'assurer que le câblage est conforme aux règles de l'art.



Mesures correctives contre les problèmes de pollution

- Equiper le poste d'orifices de ventilation avec des grilles de type chevron pour réduire la pénétration des poussières et de pollution.
- Maintenir la ventilation du poste au minimum requis pour l'évacuation des calories du transformateur afin de réduire la pénétration des poussières et de pollution.
- Utiliser des cellules MT avec un degré suffisamment élevé de protection (IP).
- Utiliser un système d'air conditionné avec des filtres afin de limiter la pénétration des poussières et de pollution.
- Nettoyer régulièrement toutes les traces de pollution sur les parties métalliques et les isolants.

Ventilation

La ventilation du poste est généralement nécessaire pour dissiper les calories produites par le transformateur et permettre la déshumidification du poste après des périodes particulièrement mouillées ou humides.
Cependant, beaucoup d'études ont montré qu'une ventilation excessive peut fortement augmenter les phénomènes de condensation.
La ventilation doit en outre être maintenue au niveau minimum requis.
De plus, la ventilation ne doit jamais générer de variations brusques de température pour éviter d'atteindre le point de rosée.
Pour cette raison :
- la ventilation naturelle doit être utilisée autant que possible,
- si une ventilation forcée est nécessaire, les ventilateurs doivent fonctionner en permanence pour éviter les brusques variations de température.

5 Le poste de livraison à comptage MT

Un poste de livraison à comptage MT est une installation électrique raccordée à un réseau de distribution publique sous une tension nominale de 1 à 35 kV comprenant généralement un seul transformateur MT/BT de puissance supérieure 1250 kVA ou plusieurs transformateurs.

5.1 Généralités

En France la norme NF C 13-100 définit le poste HTA à comptage HTA par :
- une tension 1 à 33 kV (valeur usuelle 20 kV),
- soit un seul transformateur de courant secondaire assigné supérieur à 2000 A (soit en pratique une puissance P > 1250 kVA),
- soit plusieurs transformateurs.

Le courant de appareillage MT est en général inférieur à 400 A.
Dans le cas d'un transformateur unique, la valeur minimale 2000 A impose, selon les tensions, une puissance minimale normalisée du transformateur de :
- 1600 kVA en 20 kV,
- 1250 kVA en 15 kV,
- 1000 kVA en 10 kV,
- 630 kVA en 5,5 kV.

Fonctions

Le poste de livraison

Suivant la complexité de l'installation et la répartition des charges, le poste peut comporter
- un local comprenant le tableau MT de livraison et le(s) panneau(x) de comptage(s), le tableau MT de répartition d'énergie, le(s) transformateur(s) MT/BT, un tableau général BT,
- en plus d'un local du type précédent, plusieurs autres sous-stations (appelées communément en France postes satellites) alimentées en MT depuis le poste de livraison précédent, et comportant un tableau MT, des comptages et des transformateurs MT/BT.

Ces différents postes peuvent être installés :
- soit à l'intérieur d'un bâtiment,
- soit à l'extérieur dans des enveloppes préfabriquées.

Raccordement au réseau MT

Le raccordement au réseau se fait :
- soit directement en antenne (simple dérivation),
- soit par l'intermédiaire de 2 interrupteurs dans un réseau en boucle (coupure d'artère),
- soit par 2 interrupteurs verrouillés mécaniquement dans un réseau en double dérivation.

Comptage

Avant toute réalisation, l'approbation préalable du distributeur d'énergie électrique doit être demandée.
Le comptage est réalisé coté MT, et le tableau MT doit comporter le comptage. Les transformateurs de courant et de tension, ayant la classe de précision nécessaire, peuvent être intégrés dans la cellule d'arrivée et protection générale par disjoncteur. Toutefois les transformateurs de tension peuvent être installés dans une cellule distincte.

En France, une cellule modulaire est nécessaire pour la mesure de tension. Les transformateurs d'intensité sont installés dans la cellule de protection générale de l'installation.

Postes satellites

Si l'installation comporte des postes satellites MT, la distribution du réseau MT de l'utilisateur, en aval du comptage, peut se faire en simple dérivation, en double dérivation ou en boucle selon les besoins de sécurité et de continuité de service.

Générateurs

Les générateurs ont pour but d'alimenter les installations prioritaires en cas de défaillance du réseau. Ils sont placés soit sur le réseau BT du tableau prioritaire, soit en alimentation au niveau du jeu de barres MT.

Condensateurs

Les condensateurs seront, suivant le cas, installés :
- sous forme de gradins MT au niveau du poste de livraison,
- dans les postes satellites en BT.

Transformateurs

Pour des raisons de disponibilité de l'énergie électrique, les transformateurs peuvent être associés soit en marche alternée, soit en marche parallèle.

Schéma unifilaire

Le schéma de la **Figure B27** de la page suivante représente :
- les fonctions raccordements au réseau qui peuvent être de 4 types :
  - en antenne ou simple dérivation,
  - en antenne provisoire (transformable en boucle),
  - en double dérivation,
  - en boucle ou coupure d'artère,
- les fonctions protection générale MT et comptage MT,
- les fonctions distribution et protection des départs MT,
- les fonctions protection et distribution BT,

- les zones d'application, en France, des normes NF C 13-100, NF C 13-200 et NF C 15-100.

5.2 Choix des équipements MT

Le poste à comptage MT comporte, en plus des cellules de raccordement au réseau, des cellules spécifiques pour le comptage et, éventuellement, l'inversion de sources en MT. Les cellules modulaires permettent de réaliser l'ensemble de ces fonctions.

Comptage et protection générale

Le comptage et la protection générale sont réalisés par l'association :
- d'une cellule contenant les TP,
- d'une cellule protection générale par disjoncteur contenant les TI de mesure et de protection.

La protection générale est habituellement à maximum de courant et maximum de courant résiduel par relais indirect à propre courant ou par relais numérique à alimentation auxiliaire.

La **figure B26** présente, par exemple, un poste de livraison HTA à comptage HTA, utilisé sur les réseaux français, réalisé à partir de cellules de la gamme SM6 de Schneider Electric.
- 2 cellules interrupteur IM de raccordement au réseau en boucle
- 1 cellule CM contenant les TP
- 1cellule protection générale par disjoncteur DM contenant les TI de mesure et de protection, avec double sectionnement permettant d'intervenir sur le disjoncteur.

La protection générale est à maximum de courant et maximum de courant résiduel par relais indirect à propre courant Statimax ou par relais numérique SEPAM à alimentation auxiliaire. Elle est réglée et plombée par le distributeur.

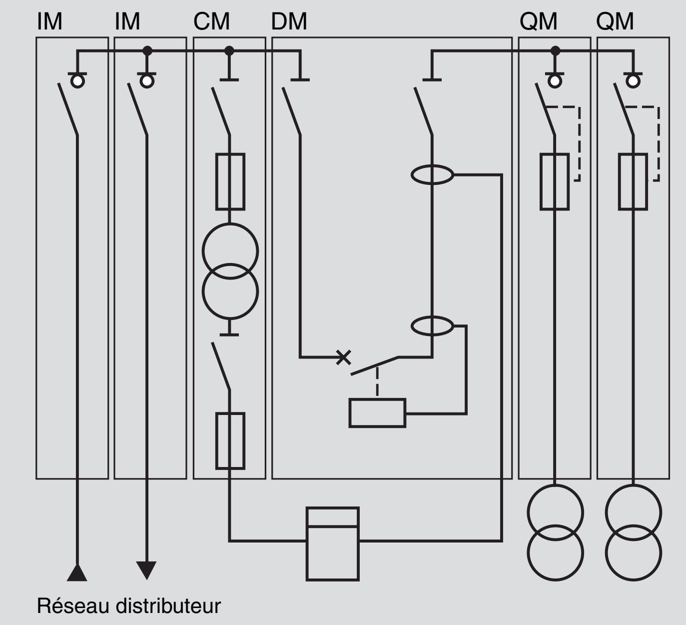


Fig. B26 : Poste avec protection générale et comptage HTA utilisé sur le réseau français

Fig. B27 : Schéma unifilaire d'un poste à comptage MT

Poste comportant des groupes

Groupes autonomes, fonctionnant sans le réseau distributeur

Si l'installation requiert une grande disponibilité d'énergie, il est possible d'utiliser un groupe électrogène MT.
De façon à interdire toute possibilité de marche en parallèle du générateur du groupe avec le réseau du distributeur un tableau MT comportant un inverseur automatique de source doit être prévu (voir **Fig. B28**).

■ Protection

Des protections spécifiques doivent protéger le générateur. Etant donné le faible courant de court-circuit du générateur du groupe par rapport au courant de court-circuit du réseau, il faudra s'assurer de la sélectivité des protections aval en fonctionnement sur groupe.

■ Commande

La commande de l'alternateur est réalisée au moyen d'un régulateur automatique de tension (AVR - Automatic Voltage Regulator). Il réagit à toute baisse de tension sur ses raccordements en augmentant le courant d'excitation de l'alternateur, jusqu'au retour de la tension normale.
Lorsqu'il est prévu de faire fonctionner plusieurs générateurs en parallèle, le régulateur automatique de tension est commuté sur "marche en parallèle", ce qui modifie légèrement son circuit de commande (en "compound") pour permettre une répartition de la puissance réactive (kvar) avec les autres machines en parallèle.
Quand plusieurs générateurs fonctionnent en parallèle et sont commandés par un régulateur automatique de tension, toute augmentation du courant d'excitation de l'un d'entre eux (par exemple, par permutation manuelle du commutateur de son régulateur sur marche manuelle) n'aura pratiquement pas d'effet sur le niveau de tension. En fait, l'alternateur en question fonctionnera simplement avec un facteur de puissance plus faible (plus de kVA et donc plus de courant) que précédemment.
Le facteur de puissance des autres machines sera automatiquement augmenté, de façon à ce que le facteur de puissance redevienne celui spécifié, du fonctionnement précédent.

Disposition d'inversion de sources en France en présence de générateur HTA

La norme NF C 13-100 prévoit une protection complémentaire lorsque l'installation alimentée comporte une source autonome HTA d'énergie électrique et précise que cette source ne doit pas entraîner de perturbations sur le réseau d'alimentation.
En particulier, il doit être prévu, outre les protections de la source autonome elle-même :

■ soit une disposition des installations telle que la source autonome ne puisse en aucun cas fonctionner en parallèle avec le réseau d'alimentation, ce que réalise la cellule NSM de la gamme Schneider Electric,

■ soit une protection de «découplage» déterminée en accord avec le distributeur (dite B61.41), ayant pour but d'interrompre le fonctionnement en parallèle lors d'un défaut sur le réseau d'alimentation.

Dans ce deuxième cas, la commande de l'organe assurant le découplage doit se faire à minimum de tension et doit assurer une sélectivité chronométrique avec la protection amont du distributeur. Le réglage de la protection est effectué par le distributeur et est rendu inaccessible à l'utilisateur par plombage ou toute autre disposition. Les circuits d'alimentation et d'ouverture doivent être également rendus inaccessibles à l'utilisateur.

Groupe fonctionnant en parallèle avec le réseau distributeur

Le raccordement d'un groupe générateur sur le réseau (cf. Fig. B28) est normalement soumis à l'accord du distributeur d'énergie. Les équipements (tableaux, relais de protection, etc.) doivent être approuvés par le distributeur.
Les informations de base suivantes sont à prendre en considération pour la protection et la commande du système :

■ Protection

Pour étudier le raccordement du groupe générateur, le distributeur d'énergie a besoins des donnés suivantes :

□ puissance réinjectée sur le réseau,
□ mode de raccordement,
□ courant de court-circuit du générateur,
□ etc.

Fig. B28 : Tableau avec arrivée secours. La partie raccordement au réseau, comptage et protection générale est réalisée en amont de la cellule remontée de barres (GBM) comme indiqué dans la figure B26 (2 cellules IM + CM + DM)

En fonction du mode de raccordement, des fonctions spécifiques de protection du couplage/découplage sont exigées :

- protection sous tension et surtension,
- sous fréquence et surfréquence,
- protection déséquilibre de phase du générateur,
- temps maximum de couplage (pour des couplages temporaires),
- puissance réelle réinjectée.

Pour des raisons de sécurité, l'appareillage utilisé pour le couplage/découplage doit aussi être apte au sectionnement (c'est-à-dire réaliser l'isolement entre tous les conducteurs actifs du générateur et du réseau de distribution).

- Commande

Lorsque les générateurs d'un poste d'abonné fonctionnent en parallèle sur le réseau de production d'énergie électrique du distributeur, en supposant la tension du réseau réduite pour des raisons opérationnelles (il est courant de coupler sur un réseau MT avec une tolérance de ± 5 % de la tension nominale, ou même plus, si la gestion des flux de puissances l'impose) un régulateur automatique de tension (AVR - Automatic Voltage Regulator) va intervenir pour maintenir la tension à ± 3 % (par exemple) en élevant la tension par augmentation du courant d'excitation de l'alternateur.
En fait, au lieu d'élever la tension, l'alternateur va simplement fonctionner à un facteur de puissance plus faible que précédemment, augmentant ainsi son courant de sortie, et continuer à fonctionner de la sorte jusqu'au déclenchement de son relais de protection contre les surcharges. C'est un problème bien connu et, en général, il est résolu en basculant la commande du régulateur automatique de tension sur une régulation à «facteur de puissance constant».
En choisissant ce type de commande, le régulateur automatique de tension ajuste automatiquement le courant d'excitation pour suivre la tension réseau quelle que soit la valeur de cette tension tout en maintenant simultanément le facteur de puissance de l'alternateur constant à une valeur pré réglée (sélectionnée sur la commande du régulateur).
Si l'alternateur se découple du réseau, le régulateur doit rebasculer automatiquement et rapidement sur une régulation à «tension constante».

5.3 Mise en parallèle de transformateurs

L'utilisation de deux ou plusieurs transformateurs en parallèle résulte :
■ d'une augmentation des charges dont la puissance dépasse la puissance que peut délivrer un transformateur existant,
■ d'un manque de place (hauteur) pour pouvoir utiliser un gros transformateur,
■ d'un besoin de sécurité (la probabilité d'indisponibilité simultanée des 2 transformateurs est faible),
■ de la standardisation d'une taille de transformateur pour l'ensemble de l'installation.

Puissance totale (kVA)

La puissance totale (kVA) disponible lorsque deux transformateurs ou plus, de même puissance, sont raccordés en parallèle est égale à la somme des puissances des appareils individuels, à la condition préalable que les rapports de transformation et impédances de court-circuit (en %) soient identiques pour chacun.
Des transformateurs de puissance différente se répartiront la charge pratiquement (mais pas exactement) au prorata de leurs puissances respectives à la condition préalable que les rapport de transformation soient identiques pour chacun et que les impédances de court-circuit (en %) à leur puissance assignée soient identiques (ou très voisines).
Dans ces cas, pour deux transformateurs, un total de plus de 90 % de la valeur des deux puissances assignées est disponible.
Il est recommandé d'éviter le couplage permanent de transformateurs dont le rapport des puissances en kVA est supérieur à 2.

Conditions de mise en parallèle

Tous les transformateurs mis en parallèle doivent être alimentés par le même réseau.
Les inévitables circulations de courants entre les secondaires des transformateurs mis en parallèle seront de grandeur négligeable sous réserve :
■ d'avoir entre les bornes BT des différents appareils et le disjoncteur de couplage, des connexions de même longueur et de mêmes caractéristiques,
■ que le constructeur soit prévenu à la commande, de façon à prendre les dispositions pour que :
□ le couplage (triangle étoile, étoile zig-zag) des différents transformateurs ait le même indice horaire entre circuits primaires et secondaires,
□ les tensions de court-circuit des différents appareils soient égales à 10 % près,
□ la différence entre les tensions obtenues au secondaire sur les divers appareils entre phases correspondantes ou entre ces phases et le neutre ne soit pas supérieure à 0,4 %,
□ toutes précisions devront être données au constructeur lors de la commande concernant les conditions d'utilisation afin d'optimiser le rendement de l'unité de transformation et d'éviter échauffements anormaux, pertes cuivre inutiles, etc.

Couplages usuels

Comme décrit au 4.4 «Paramètres caractérisant un transformateur» les relations entre enroulements primaires secondaires et tertiaires dépendent :
■ du type d'enroulements (triangle, étoile, zig-zag),
■ du couplage des enroulements.
Selon le raccordement de leurs sorties au point neutre (par exemple), les enroulements montés en étoile produisent des tensions en opposition de phase par rapport à celles produites lorsque ce sont les sorties opposées qui sont raccordées au point neutre. De même, des déphasages similaires (de 180 ° électriques) sont possibles du fait qu'il existe deux possibilités de raccorder les sorties des bobinages pour des enroulements montés en triangle, quatre possibilités pour celles des bobinages pour des enroulements montés en zig-zag.
■ du déphasage entre les tensions phases secondaires et les tensions phases primaires respectives (indice horaire).
Comme précédemment indiqué, ce déphasage est un multiple de 30 ° électrique et dépend des deux facteurs mentionnés ci-dessus c'est-à-dire du type de couplage des enroulements et du raccordement de leur sortie (soit de leur polarité).
Le couplage de loin le plus utilisé pour les transformateurs de distribution MT/BT est le couplage Dyn11 (cf. **Fig. B29**).
■ D = couplage triangle MT,
■ y = couplage étoile en BT,
■ n = neutre sorti en BT,
■ 11 = déphasage horaire entre le MT et la BT.

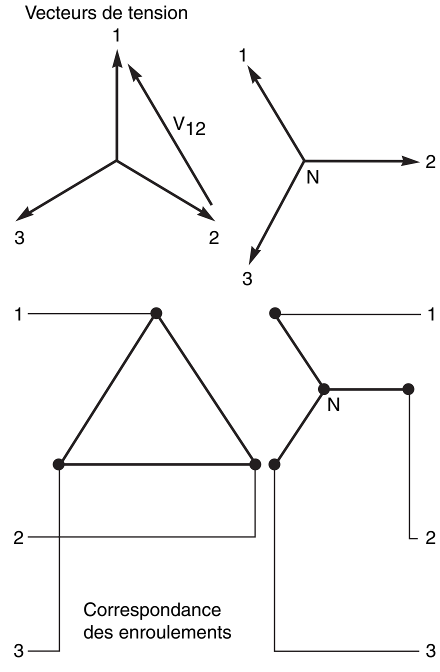


Fig. B29 : Modification de déphase dans un transformateur Dyn11

6 Constitution des postes

Les postes de livraison MT/BT sont composés en fonction de la puissance et de la structure du réseau MT local.
Les postes sont situés dans des emplacements publics, comme les parkings, les quartiers résidentiels, etc. ou dans des locaux privés, auquel cas le distributeur doit avoir un accès direct permanent.
Ceci amène souvent à placer les postes dans des locaux dont un des murs se situe en bordure de voie publique, avec une porte d'accès depuis cette dernière.

6.1 Différents types de postes

Les postes se classent en fonction de leur comptage (BT ou MT) et de leur type d'alimentation (réseau aérien ou câbles)
Les postes peuvent être installés :
- soit à l'intérieur, dans les locaux spécialisés ou des immeubles,
- soit à l'extérieur :
  - sous enveloppe maçonnée ou préfabriquée avec des équipements d'intérieur (appareillage et transformateur),
  - sur le sol avec matériel d'extérieur (appareillage et transformateur),
  - sur poteau avec équipement d'extérieur spécifique (appareillage et transformateur).

Les enveloppes de postes préfabriqués offrent un choix important de solutions à base de béton ou de métal et une mise en œuvre simple et rapide avec un coût compétitif.

6.2 Postes d'intérieur avec cellules sous enveloppes métalliques

Conception

La **figure B30** présente un exemple typique d'installation d'un poste à comptage BT de type traditionnel.
Remarque : l'utilisation d'un transformateur de type sec évite le recours à un bac de rétention. Cependant un nettoyage régulier est à prévoir.

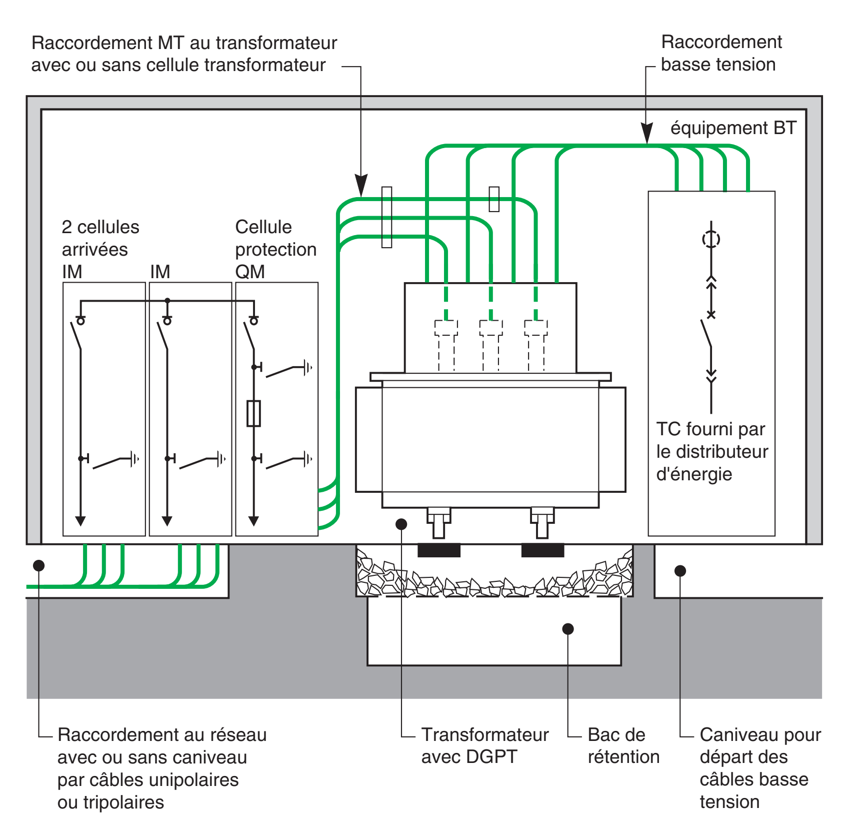


Fig. B30 : Exemple d'installation d'un poste à comptage BT de type traditionnel

Raccordements et liaisons

Raccordements et liaisons MT

■ Les raccordements au réseau MT se font sous la responsabilité du distributeur d'énergie.
■ Les liaisons entre les cellules MT et le transformateur se font :
□ par des extrémités de câbles courtes d'intérieur lorsque le transformateur se trouve dans une cellule faisant partie du tableau,
□ par câble unipolaire blindé à isolation synthétique avec possibilité de prises embrochables sur le transformateur.

En France les liaisons HTA entre cellule HTA et transformateur utilisent des câbles unipolaires de 50 ou 95 mm^2 avec :
■ pour les transformateurs immergés, raccordement par des bornes embrochables droites ou équerres,
■ pour les transformateurs secs, raccordement par cosses.

Liaison BT puissance

■ Les laisons entre les bornes BT du transformateur et l'appareillage BT peuvent être :
□ des câbles unipolaires,
□ des barres (de section circulaire ou rectangulaire) avec isolement par gaines thermo-retractables.

Comptage (cf. **Fig. B31**)

■ Les TI de comptage sont :
□ généralement installés dans le capot BT du transformateur plombé par le distributeur,
□ quelquefois dans l'armoire BT, dans un compartiment plombé.
■ Le panneau de comptage est :
□ installé sur une paroi non exposée aux vibrations,
□ placé le plus près possible des transformateurs de mesure,
□ accessible au distributeur.

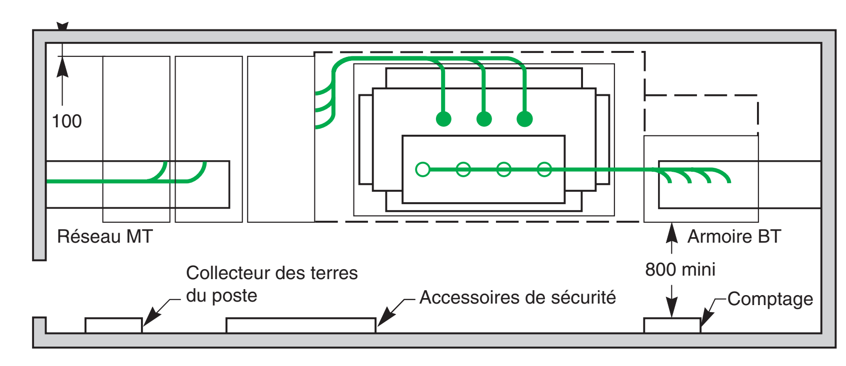


Fig. B31 : Vue de dessus d'un poste à comptage BT de type traditionnel

Circuits de terre

Tout poste doit comporter :
■ une prise de terre pour les masses :
□ de tous les matériels à haute et basse tension,
□ des écrans métalliques des câbles MT «réseau»,
□ du quadrillage métallique noyé dans le socle en béton du poste,
□ du point commun du circuit secondaire des TI,
■ des points «terre» des éventuels parafoudres.

Eclairage du poste

Le circuit d'éclairage peut être alimenté soit en amont soit en aval du disjoncteur général de protection BT. Dans les deux cas il doit être protégé de façon appropriée contre les courts-circuits.
Un ou des circuits séparés sont recommandé(s) pour l'éclairage de sécurité.
Les appareils de commande sont placés au voisinage immédiat des accès.
Les foyers lumineux sont disposés de telle sorte que :
■ les appareils de sectionnement ne se trouvent pas dans une zone d'ombre,
■ la lecture des appareils de mesure soit correcte.

En France, un bloc autonome d'éclairage de sécurité doit être prévu (NF C 13-100 § 762.2).

Matériel d'exploitation et de sécurité

En fonction des règlements de sécurité locaux, le poste sera généralement équipé :

■ des matériels suivants permettant d'assurer l'exploitation et les manœuvres nécessaires dans des conditions de sécurité :

□ un tabouret ou tapis isolant (pour la France, suivant la norme NF C 13-100, article 62),

□ une paire de gants adaptés aux tensions les plus élevées présentes placée dans une enveloppe,

□ un dispositif de vérification d'absence de tension,

□ les dispositifs de mise à la terre (non obligatoire pour cellules sous enveloppe métallique).

■ d'une perche de sauvetage,

■ du matériel d'extinction : extincteur à poudre (bicarbonate de soude hydrofuge) ou au CO_2 (neige carbonique),

■ des signaux, affiches et pancartes de sécurité,

■ à l'extérieur sur la porte d'accès : pancarte d'avertissement DANGER et d'interdiction d'accès avec l'identification du poste et affiche éventuelle (obligatoire en France) décrivant les consignes relatives aux premiers soins à donner aux victimes d'accidents électriques.

6.3 Les postes d'extérieur

Poste préfabriqué d'extérieur

Un poste préfabriqué d'extérieur conforme à la norme CEI 62271-202 comporte :

■ des équipements conforme aux normes CEI,

■ une enveloppe de type testée, ce qui signifie que, lors de sa conception, elle a subi avec succès un ensemble de tests (cf. **Fig. B32**) :

□ degré de protection,

□ essais fonctionnels,

□ classe de température,

□ matériels non inflammables,

□ résistance mécanique de l'enveloppe,

□ isolation sonore,

□ niveau d'isolement,

□ tenue à l'arc interne,

□ circuit d'essai de mise à la terre,

□ rétention d'huile,…

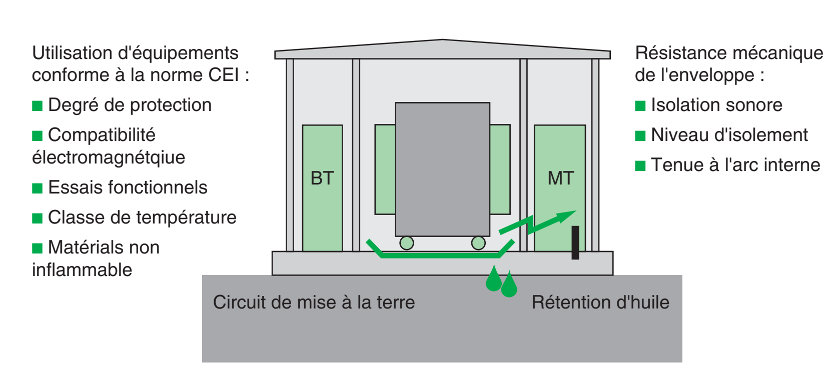


Fig. B32 : Poste préfabriqué d'extérieur suivant la norme CEI 62271-202

Principaux avantages

■ Sécurité

□ pour le public et l'exploitant grâce à un niveau de qualité reproductible et testé

□ conformité aux consignes d'installation du matériel, normes et spécifications en vigueur

■ Optimisation du coût

□ fabriqué, assemblé et testé en usine

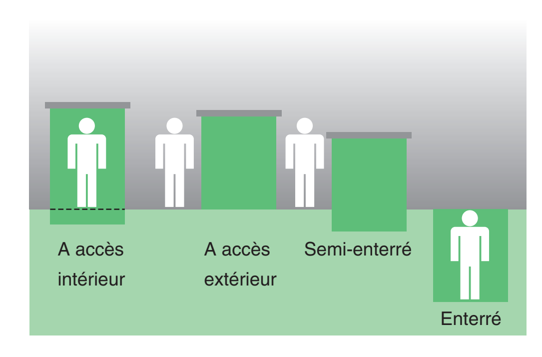
■ Délai réduit

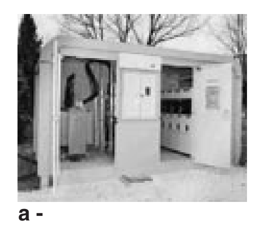
□ livraison prêt à raccorder

□ réduction des délais d'étude

□ simplification du génie civil par simple décaissement du sol

□ pas de coordination entre différents corps de métiers






a - b -

*Fig. B33 : Représentation des quatre conceptions de poste suivant la norme CEI 62271-202. Deux illustrations poste d'intérieur MT/BT à couloir d'accès **[a]** ; poste MT/BT semi-enterré **[b]***

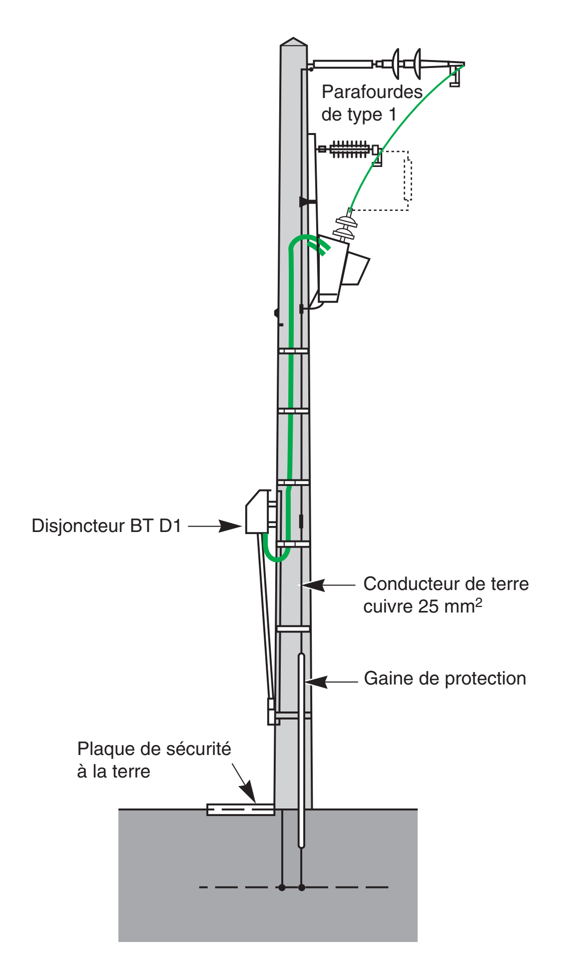


Fig. B35 : Poste sur poteau

La norme CEI 62271-202 définit quatre conceptions de poste (cf. **Fig. B33**)
- Poste à accès intérieur :
  - exploitation protégée des intempéries.
- Poste à accès extérieur
  - dégagements d'accès et manœuvres extérieures.
- Poste semi enterré
  - impact visuel limité.
- Poste souterrain
  - totalement invisible dans un paysage urbain.

Postes d'extérieur-sans enveloppe (cf. **Fig. B34**)

Ces types de postes sont fréquents dans certains pays, et réalisés avec des équipements d'extérieur insensibles aux conditions climatiques.
Ces postes comportent une zone protégée par des barrières dans laquelle trois socles en béton, ou plus, sont installés pour :
- un Ring main Unit ou un ou plusieurs interrupteurs fusibles ou disjoncteurs,
- un ou plusieurs transformateurs,
- un ou plusieurs tableaux de distribution BT.



Fig. B34 : Poste d'extérieur sans enveloppe

Postes haut de poteau (cf. **Fig. B35**)

Domaine d'application

Ces postes sont principalement utilisés pour alimenter des installations par un réseau aérien de distribution publique.

Dispositions de mise en œuvre

L'emplacement du poste doit être choisi de façon que le distributeur et l'utilisateur aient accès au poste, en tous temps, pour l'exécution des manœuvres qu'ils sont susceptibles d'avoir à exécuter, mais aussi pour la manutention du matériel (lever le transformateur par exemple) et l'accès de véhicules lourds.

Postes haut de poteau en France

Les postes haut de poteau sont définis par la norme NF C 13-103. Elle constitue une application de la norme générale NF C 13-100 à ce type particulier de poste, tenant compte de la simplicité de ces postes et de leur domaine d'application.
Ces postes sont alimentés par un réseau aérien de distribution publique nominale maximale de 33 kV, avec :

- un seul transformateur de puissance maximale 160 kVA et de tension préférentielle 230/400 V,
- un comptage basse tension.

Ces postes sont alimentés en simple dérivation et ne comportent pas d'appareillage moyenne tension car les transformateurs sont le plus souvent auto-protégés.
Ils sont équipés de parafoudres pour protéger le transformateur et l'utilisateur (cf. **Fig. B36**).

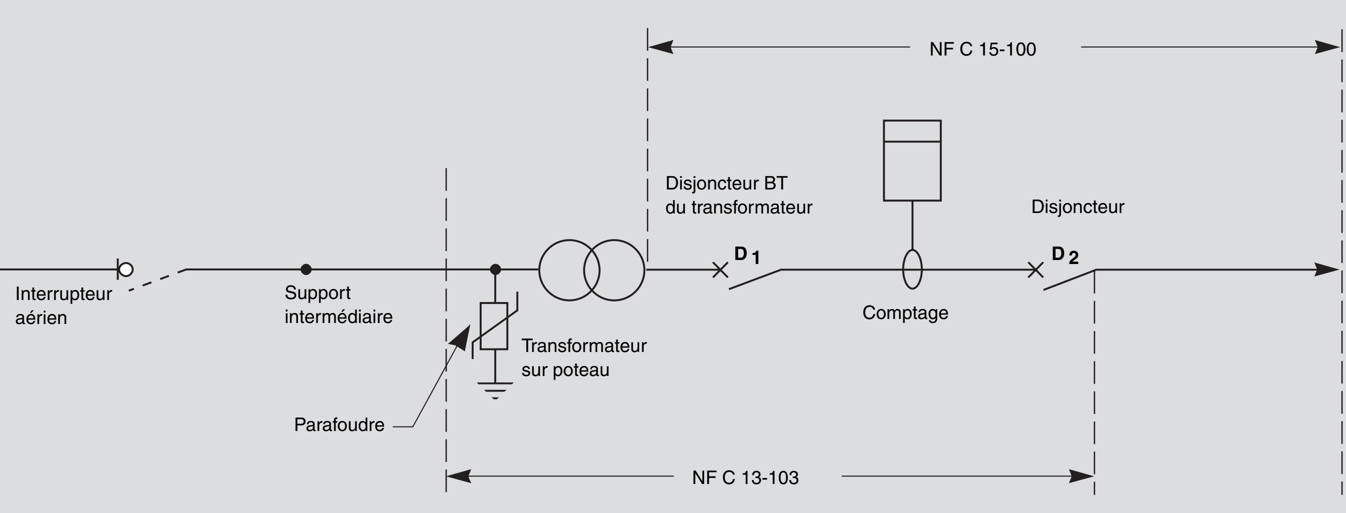


Fig. B36 : Schéma de principe du poste sur poteau

La protection contre les chocs électriques est faite suivant la norme NF C 13-100 à l'exception du paragraphe 412.3.
La protection électrique est assurée par deux disjoncteurs :

- le disjoncteur (D1) protège le transformateur contre les surcharges et la liaison basse tension contre les courts-circuits. Il doit être placé sur le poteau, être muni d'une protection à temps inverse ou d'une image thermique
- l'appareil général de commande et de protection de l'installation est un disjoncteur (D2) qui peut être le disjoncteur de branchement ou un disjoncteur à usage général.

La sélectivité de fonctionnement entre les deux disjoncteurs doit être recherchée.
Leur réglage est effectué par le distributeur et plombé par celui-ci.
La protection contre les surtensions est faite par des parafoudres suivant la norme NF C 13-103.

Chapitre C
Raccordement au réseau de distribution publique BT

Sommaire

Des informations complémentaires sur des sujets se rapportant aux branchements à basse tension sont données dans les autres chapitres de ce guide, comme par exemple :

- Le bilan de puissance... chapitre A
- La protection foudre... chapitre J
- La compensation de l’énergie réactive... chapitre L
- Le résidentiel... chapitre P

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Introduction

De part sa situation particulière, l'interconnexion entre les installations privées et le réseau de distribution basse tension, généralement dénommé «branchement», fait en France l'objet d'une norme spécifique la NF C 14-100.

1.1 Le branchement selon la norme NF C 14-100 et les matériels selon des spécifications techniques

Cette norme traite de la conception et de la réalisation des installations de branchement à basse tension comprises entre le point de raccordement au réseau et le point de livraison aux utilisateurs. Elle s'applique aux branchements individuels et aux branchements collectifs (branchements comportant plusieurs points de livraison). Elle permet de concevoir des installations de branchement jusqu'à 400 A, en assurant à tout moment la sécurité des personnes et la conservation des biens. Une refonte complète en un seul document (avec annulation de tous les documents antérieurs) et prise en compte de la NF C 11-201 (pour l'amont) et de la NF C 15-100 (pour l'aval) à été réalisée en février 2008.

Pour la définition des matériels qui constituent un branchement, il faut se reporter aux spécifications techniques du gestionnaire du réseau de distribution. Le législateur oblige chaque GRD -gestionnaire de réseaux de distribution- à rendre public son référentiel technique. A titre d'exemple pour EDF, le référentiel technique est publié sous la forme de spécifications «HN», et pour les régies dans certaines publications locales.

Simultanément à la conception d'un branchement il y a lieu d'étudier les offres d'abonnement et de tarification de l'électricité, et pour cela il faut se renseigner auprès des distributeurs d'énergie.

1.2 Les différentes tensions

A partir du transformateur HTA / BT la distribution publique est limitée en puissance à 250 kVA et le neutre du transformateur est relié à la terre suivant le schéma de liaison à la terre TT ou TN-S. Les tensions 230/410 volts sont harmonisées internationalement (cf. **Fig. C1** et **C2**), les tolérances en France sont de -10 %, +6 %. Pour les tensions supérieures, les tolérances peuvent être réduites contractuellement.

Distribution HTA 20 kV

Distribution BT 230 V/131 V

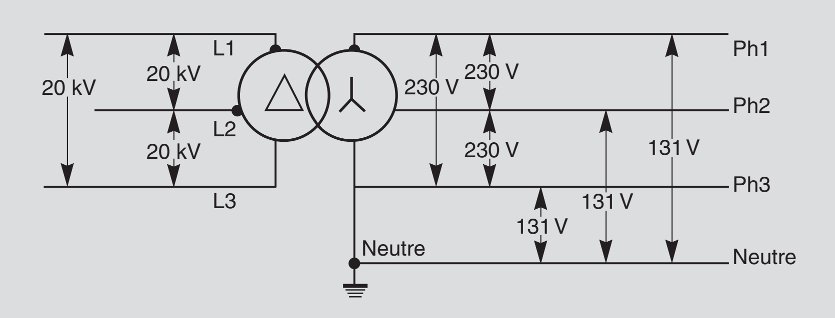


Fig. C1 : Les tensions normalisées des réseaux français de distribution triphasés 230 V

Distribution HTA 20 kV

Distribution BT 410 V/230 V

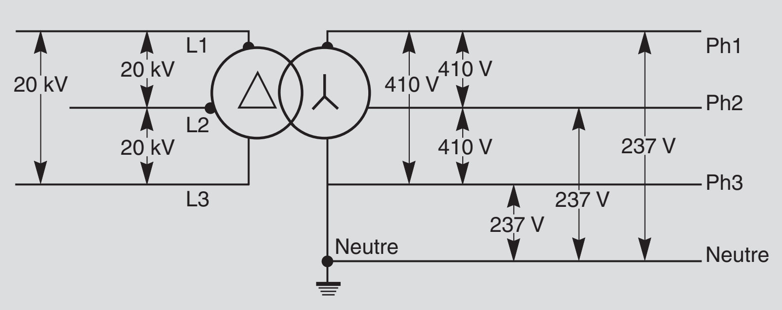


Fig. C2 : Les tensions normalisées des réseaux français de distribution triphasés 410 V

1.3 Définitions

Point de livraison -PDL-

Le PDL est un point important car toute la contractualisation avec le gestionnaire du réseau se fait à cet emplacement. Il s'agit du raccordement avec l'installation de l'utilisateur situé soit :
- pour les branchements à puissance limitée aux bornes aval de l'appareil général de commande et de protection (AGCP),
- pour les branchements à puissance surveillée aux bornes aval de l'appareil de sectionnement à coupure visible.

Le point de livraison est aussi appelé :
- point de soutirage pour les installations consommatrices,
- point d'injection pour les installations productrices.

En amont de ce point de livraison, la norme NF C 14-100 entre en application, sachant que la conformité de l'ouvrage à cette norme relève de la responsabilité du distributeur (cf. **Fig. C3**).
En aval de ce point de livraison, les installations du client doivent être conformes à la norme NF C 15-100.

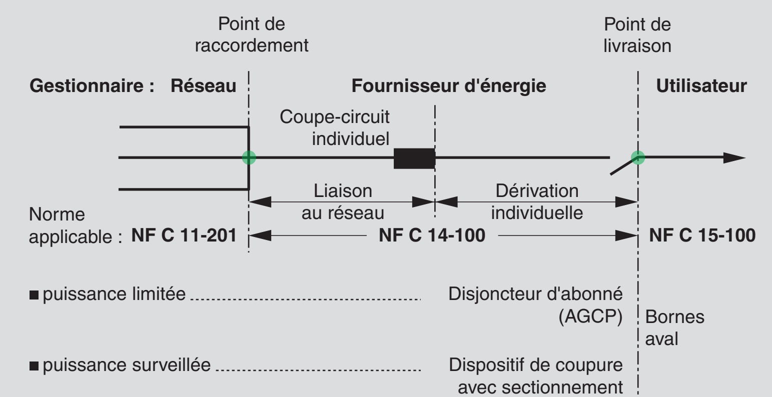


Fig. C3 : Organisation et éléments d'un branchement

Appareils de contrôle, de commande, de sectionnement et de protection

Ces appareils comprennent, dans le cadre de la NF C14-100 :
- l'appareil de comptage,
- l'appareil général de commande et de protection (AGCP) pour les branchements à puissance limitée,
- l'équipement de sectionnement et de coupure visible pour les branchements à puissance surveillée.

Appareil général de commande et de protection -AGCP-

Cet appareil assure de façon coordonnée :
- le sectionnement et la commande,
- la protection contre les surintensités,
- la coupure d'urgence (pour les habitations),
- la protection contre les contacts indirects,
- la limitation de puissance.

Coupure d'urgence

La coupure d'urgence est destinée à mettre hors tension un appareil ou un circuit qu'il serait dangereux de maintenir sous tension.
Situé à l'intérieur de l'habitation l'AGCP peut assurer cette fonction. Situé dans un local annexe il doit être accessible par un accès direct depuis l'habitation, sinon un équipement de coupure en charge et de sectionnement doit être installé dans le bâtiment.

1 Introduction

Branchement

Le branchement basse tension se définit comme l'interface entre l'installation du client et le réseau basse tension de distribution publique ; il a pour but d'amener l'énergie électrique du réseau à l'intérieur des propriétés desservies. Il est régit par la norme NF C 14-100 qui définit les conditions dans lesquelles les branchements BT doivent être réalisés.
On distingue les branchements en fonction :
- du nombre de points de livraison desservis ;
- de la nature de la liaison au réseau : aérienne, souterraine ou aéro-souterraine ;
- de la puissance de l'utilisateur :
  - puissance limitée,
  - puissance surveillée ;
- du type d'utilisateur :
  - consommateur (avec ou sans source de remplacement),
  - producteur-consommateur (avec générateur susceptible de fonctionner couplé avec le réseau).

Circuit de communication du branchement

Il s'agit d'une liaison spécifique permettant les échanges d'informations (communication) entre le gestionnaire du réseau de distribution et les différents appareils (contrôle, commande et protection) constituant l'interface de branchement.

2 Les schémas de branchement

2.1 Branchement à puissance limitée ⩽ 36 kVA (ancien tarif bleu)

Ce branchement peut être monophasé ou triphasé, c'est l'utilisation du client qui guide ce choix. La puissance appelée au point de livraison est limitée par un dispositif approprié à la valeur souscrite par l'utilisateur. Il est interdit de mettre en œuvre un système de réenclenchement automatique sur l'AGCP. Deux types de branchement, type 1 ou type 2, sont définis selon l'emplacement du point de livraison.

Point de livraison dans les locaux de l'utilisateur (type 1)

La structure d'un branchement est de type1 (cf. **Fig. C4**) lorsque l'emplacement du point de livraison se situe dans les locaux de l'utilisateur (pavillon, petit tertiaire, …). La longueur de la dérivation entre le coupe-circuit principal individuel (CCPI) et le point de livraison ne doit alors pas dépasser 30 m. Cette longueur maximale permet de respecter les chutes de tension admissibles.
Pour la définition du matériel qui constitue ce branchement, il faut se référer aux spécifications techniques du gestionnaire de réseaux de distribution (GRD).

Les coupe-circuit principaux individuels (CCPI) ou collectifs (CCPC) doivent être accessibles par le gestionnaire du réseau de distribution. Ils seront donc installés sans qu'il y ait franchissement d'un accès contrôlé.

Il existe 3 paliers standard pour le raccordement au réseau basse tension :
- 12 kVA monophasé,
- 18 kVA monophasé,
- 36 kVA triphasé.

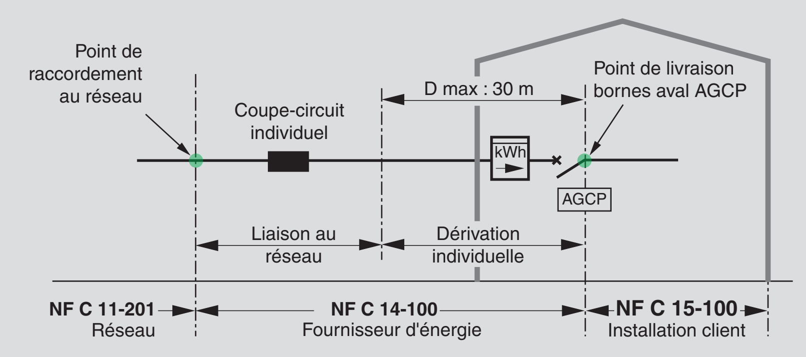
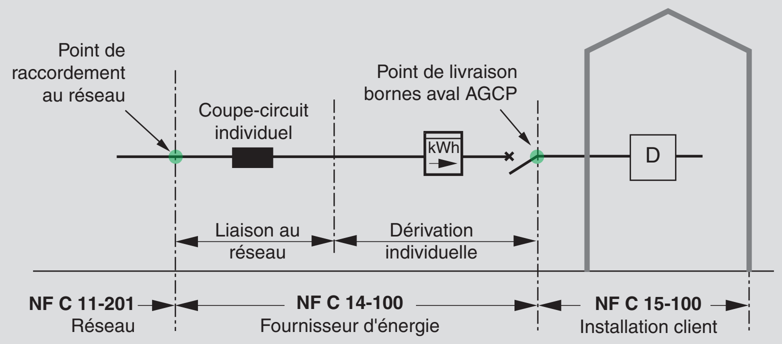


Fig. C4 : Branchement individuel à puissance limitée «type1»

Point de livraison à l'extérieur des locaux de l'utilisateur (type 2)

L'AGCP est installé en général à proximité du CCPI dans un coffret en limite de propriété (cf. **Fig. C5**).
Cette conception impose un deuxième dispositif pour assurer la fonction de coupure d'urgence et d'isolement dans l'habitation.

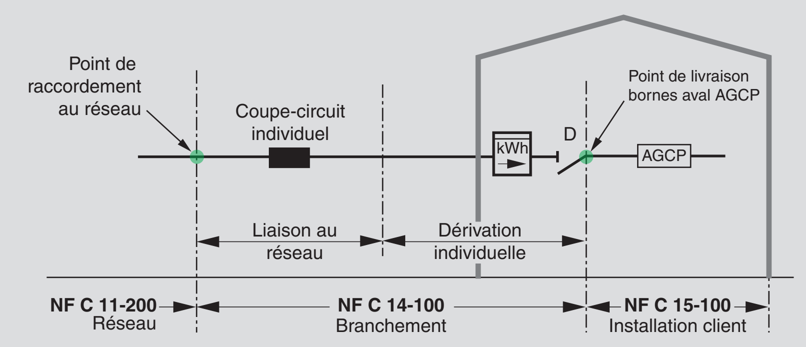


AGCP (Appareil général de commande et de protection)
D : Dispositif assurant la coupure d'urgence et le sectionnement

Fig. C5 : Branchement individuel à puissance limitée «type 2»

2.2 Branchement à puissance surveillée de 36 à 250 kVA (ancien tarif jaune)

Pour les branchements à puissance surveillée, au-delà de 36 kVA, un appareil de mesure surveille la puissance appelée au point de livraison et le GRD enregistre tout dépassement de la puissance souscrite.
Le point de livraison correspond aux bornes aval du dispositif de sectionnement placé chez l'utilisateur (cf. **Fig. C6**). Ce dispositif de sectionnement à coupure visible, est destiné à pouvoir séparer du réseau (sans intervention du GRD) l'appareil général de commande et de protection de l'utilisateur.
Le sectionnement peut être assuré par un sectionneur combiné à un disjoncteur, par un disjoncteur débrochable ou par un interrupteur-sectionneur distinct de l'appareil général de commande et de protection.



D : Equipement assurant le sectionnement et la coupure visible
AGCP (Appareil général de commande et de protection)

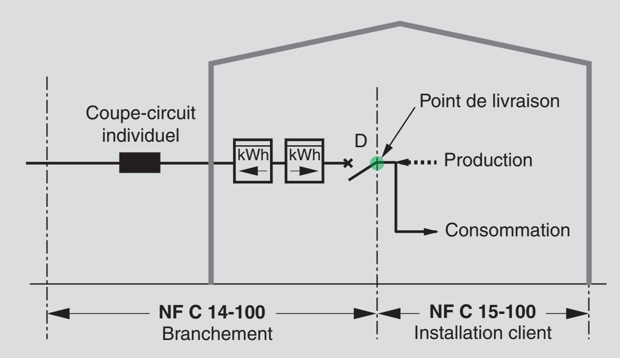
Fig. C6 : Branchement à puissance surveillée

2.3 Branchement producteur

Des dispositions particulières sont prévues pour le raccordement au réseau des installations productrices d'énergie. Deux cas sont prévus selon la fourniture d'énergie au réseau choisie par le producteur-consommateur :
- injection de la totalité de l'énergie produite,
- injection du surplus d'énergie produite.

Injection du surplus de la production

Lorsque la production est supérieure à la propre consommation de l'abonné, l'électricité produite est injectée sur le réseau basse tension du distributeur.
L'installation électrique est équipée de deux compteurs : l'un mesure l'énergie soutirée au réseau quand la consommation est supérieure la production, l'autre mesure l'énergie injectée dans le réseau.
L'installation électrique possède un seul point de livraison (cf. **Fig. C7**).

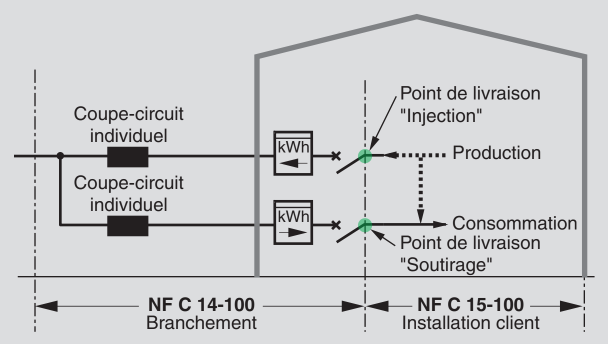


D : AGCP si branchement à puissance limitée,
ou dispositif assurant le sectionnement et la coupure visible si branchement à puissance surveillée

Fig. C7 : Branchement Producteur-Consommateur «Injection du surplus de production» avec un seul point de livraison

Injection de la totalité de la production

Lorsque la totalité de la production est envoyée vers le réseau de distribution publique, le générateur de production possède son propre point de livraison.
Cette séparation entre le point de livraison «soutirage» et le point de livraison «injection», implique de séparer les deux parties de l'installation (cf. **Fig. C8**).
L'utilisation de la source d'injection comme source de remplacement pour l'ensemble de l'installation reste possible sous réserve des dispositions appropriées pour le couplage (NF C 15-100 Partie 5-55, guides UTE C 15-400 et UTE C 15-712).
La liaison au réseau basse tension de distribution publique reste commune aux deux points de livraison.



D : AGCP si branchement à puissance limitée,
ou dispositif assurant le sectionnement et la coupure visible si branchement à puissance surveillée.

Fig. C8 : Branchement Producteur-Consommateur «Injection de la totalité de la production nette» avec deux points de livraison

3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes

3.1 Généralités sur les schémas de liaison à la terre -SLT-

Pour les réseaux BT, les normes définissent trois types de schémas de liaison à la terre, communément appelés régimes de neutre :
- neutre à la terre TT ;
- mise au neutre TN avec 2 variantes :
  - TN-S Neutre et PE -conducteur de protection- séparés,
  - TN-C Neutre et PE confondus -PEN- ;
- neutre isolé IT ou impédant (réservé aux branchements de puissance > 250 kVA).

Ces trois schémas sont considérés comme équivalents sur le plan de la sécurité des personnes contre les contacts indirects. Il n'en est pas nécessairement de même pour la sûreté de l'installation électrique BT en se qui concerne :
- la disponibilité de l'énergie,
- la maintenance de l'installation.

C'est le croisement des impératifs réglementaires, de continuité de service, de condition d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui détermine le ou les types de schémas les plus adaptés.

Neutre à la terre ou schéma TT

En France, le réseau basse tension de distribution publique (230V/400V) est conçu suivant la norme NF C 11-201 avec un schéma des liaisons à la terre de type TT.
Pour les branchements **à puissance limitée** raccordés à un réseau de distribution publique basse tension, le schéma TT est le seul retenu par la norme NF C 14-100 .
Pour les branchements **à puissance surveillée**, le schéma de liaisons à la terre est de type TT sauf accord avec le GRD pour utiliser le schéma TN.

Mise au neutre ou schéma TN

Conformément à l'édition 2008 de la NF C 14-100, le client peut demander à concevoir son installation en schéma de type TN-S. Ce choix permet de réduire l'investissement de l'installation (les disjoncteurs différentiels n'étant plus indispensables) tout en conservant le même niveau de sécurité pour les personnes et les biens qu'une installation TT équipé de disjoncteurs différentiels.
A noter que le schéma TN-C est interdit pour les branchements à puissance surveillée car le conducteur neutre des réseaux basse tension de distribution publique n'est pas conçu pour remplir le rôle de conducteur de protection.
Un même parcours du conducteur de protection -PE- et des conducteurs actifs est recommandé par la norme (NF C 15-100 § 544-1).

3.2 Branchement à puissance surveillée en schéma TNS

Conditions pour le fonctionnement en schéma TN d'une installation à puissance surveillée raccordée à un réseau de distribution publique basse tension

Il est possible de réaliser des branchements à puissance surveillée en schéma TN-S après accord du GRD (voir Annexe F de la norme NF C 14-100) lorsque les postes de transformation sont situés dans la même propriété que les installations alimentées. La notion de bâtiment est ici définie par la notion de radier ou boucle à fond de fouille commune.
Le schéma TN-S (conducteur neutre et conducteur PE distincts) est envisageable suivant trois cas qui ne peuvent être réalisés que s'il est possible d'interconnecter les terres des masses et du neutre dans le poste HTA.

1er cas : Installation à puissance surveillée en schéma TN-S à partir d'un poste de distribution publique intégré dans le bâtiment (cf. **Fig. C9**).

LEP : liaison équipotentiel principal du poste de distribution publique.

Spe : section des conducteurs de protection des masses des installations à basse tension.

Spo : section du conducteur de protection entre la borne du neutre du transformateur HTA/BT et la borne principale de terre du poste.

St : section du conducteur de terre.

Arrivée HTA
Bâtiment
Poste de distribution publique NF C 11-201
Spo
Borne principale de terre du poste
LEP
St
Tableau BT
Spe
Borne principale de terre du bâtiment
Vers distribution publique BT NF C 14-100 schéma TT, extérieure à la propriété
Boucle à fond de fouille
Le PE doit cheminer à proximité des conducteurs de phases
Spe
Spe
Installation NF C 14-100
Vers installation NF C 15-100

Fig. C9 : Schéma de principe d'une installation surveillée en schéma TN-S ***depuis un poste de distribution publique intégré dans le bâtiment***

Pour que l'installation à puissance surveillée puisse fonctionner en schéma TN-S, toutes les conditions suivantes doivent être respectées :

1) La section SPE du conducteur principal de protection PE doit être calculée pour le courant de défaut Phase-PE en schéma TN suivant la norme NF C 15-100.

2) Le conducteur de protection PE chemine à proximité des conducteurs de phase. En dérogation du paragraphe 8.1, le conducteur de protection pourra circuler sur le même chemin de câbles ou dans le même compartiment de goulotte.

3) Si le conducteur de protection PE est commun à plusieurs circuits, il doit être dimensionné en fonction de la plus grande section des conducteurs de phase.

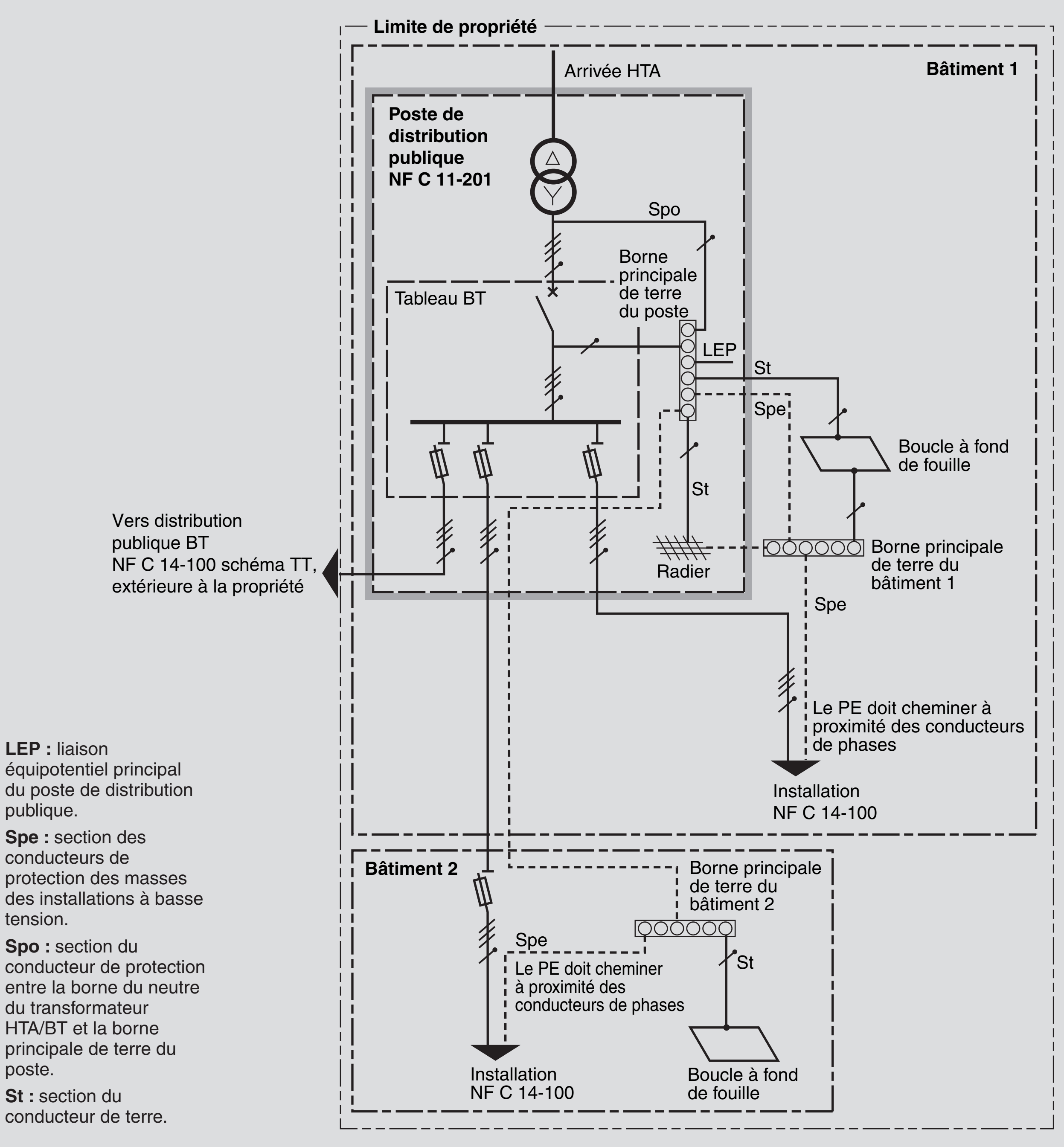
4) Le conducteur PE relie la borne de terre de chaque bâtiment à la borne de terre du poste de DP.

5) Un conducteur de protection PO relie directement, dans le poste de DP, la borne de terre du poste à la borne de neutre du transformateur. Ce conducteur PO doit avoir une section minimale de 95 mm² en cuivre isolé, de type U 1000 R2V ou équivalent.

6) Conformément à la norme NF C 11-201, la borne de terre du poste de DP est raccordée directement à la boucle à fond de fouille du bâtiment et les masses du poste et le conducteur neutre du réseau sont raccordés à la borne de terre du poste de DP.

2eme cas : Installation à puissance surveillée en schéma TN-S à partir d'un poste de distribution publique intégré dans un des bâtiments et dans la même propriété ou copropriété (cf. **Fig. C10**).
Similaire au 1er cas mais avec un deuxième bâtiment à alimenter équipé d'une borne principale de terre et d'une boucle à fond de fouille.
Pour réaliser une installation conforme à la NF C 14-100 il faut appliquer toutes les conditions du cas n° 1 et ajouter une septième condition :

7) Chaque bâtiment doit être alimenté directement par un circuit issu du tableau en basse tension du poste de DP et le conducteur de protection PE doit cheminer à proximité des conducteurs de phase. Si la liaison n'est pas faite avec le conducteur de protection, le bâtiment est alors alimenté en schéma TT (cas du bâtiment 3 de la figure C11).



LEP : liaison équipotentiel principal du poste de distribution publique.

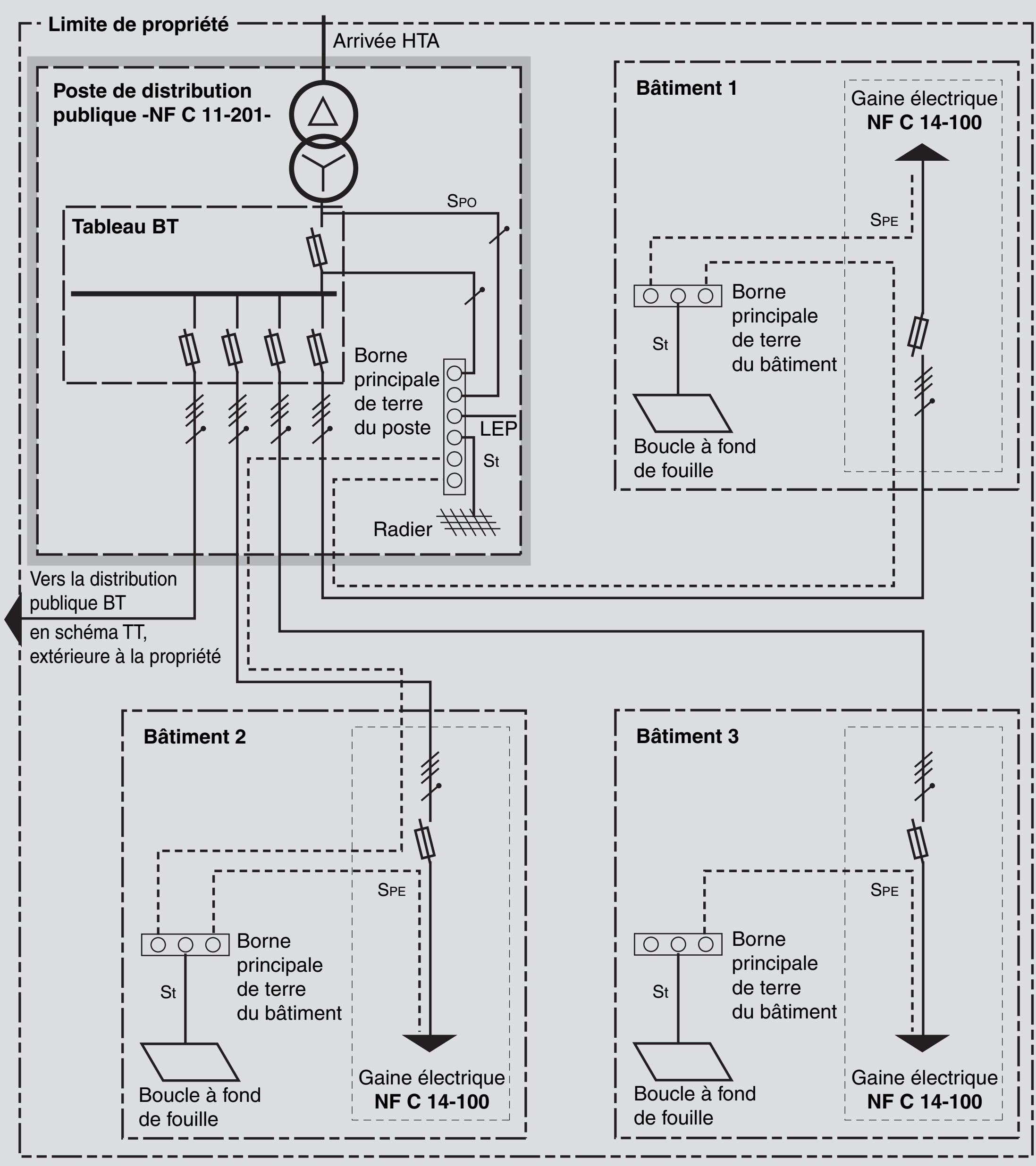
Spe : section des conducteurs de protection des masses des installations à basse tension.

Spo : section du conducteur de protection entre la borne du neutre du transformateur HTA/BT et la borne principale de terre du poste.

St : section du conducteur de terre.

Fig. C10 : Schéma de principe d'une installation à puissance surveillée (Schéma TNS) ***à partir d'un poste de DP intégré dans un des bâtiments et dans la même propriété***

3eme cas : Installation à puissance surveillée en schéma TN-S à partir d'un poste de distribution publique en dehors du ou des bâtiments et dans la même propriété ou copropriété (cf. **Fig. C11**).



LEP : liaison équipotentiel principal du poste de distribution publique.

Spe : section des conducteurs de protection des masses des installations à basse tension.

Spo : section du conducteur de protection entre la borne du neutre du transformateur HTA/BT et la borne principale de terre du poste.

St : section du conducteur de terre.

Fig. C11 : Schéma de principe d'une installation à puissance surveillée (Schéma TNS) ***à partir d'un poste de DP en dehors du bâtiment mais dans la même propriété***

Les conditions 1, 2, 4 et 5 du 1er cas sont conservées, les conditions 3 et 6 sont remplacées par les conditions suivante :

3) La borne de terre du poste de DP est raccordée directement au radier du poste de DP et les masses du poste et le conducteur neutre du réseau sont raccordés à la borne de terre du poste de DP.

6) Chaque bâtiment est alimenté directement par un circuit issu du tableau en basse tension du poste de DP et le conducteur de protection PE chemine à proximité des conducteurs de phase (cas du bâtiment 2 de la figure C11).

3.3 Emplacements des DDR

Dans les installations électriques, les contacts directs et indirects sont toujours associés à un courant de défaut qui ne revient pas à la source par les conducteurs actifs. Ils représentent un danger pour les personnes et pour les biens. C'est pourquoi les DDR « Dispositifs Différentiels Résiduels », dont la fonction de base est de détecter les courants différentiels résiduels, sont très utilisés et indispensables avec le schéma TT.

Dans certains cas il peut être nécessaire d'organiser une sélectivité entre ces protections pour éviter la mise hors tension générale lors d'un défaut d'isolement.
Il est possible d'utiliser soit un disjoncteur général différentiel sélectif, soit un disjoncteur général non différentiel.
Pour plus de précision lire la coordination des DDR au chapitre F § 5.2.

Note : Avec un disjoncteur général non différentiel, les circuits sont alors protégés individuellement ou par groupe par des dispositifs différentiels. La partie de l'installation entre le disjoncteur général et le ou les DDR doit alors être réalisée en classe 2, soit avec des câbles U 1000 R2V ou sous conduit isolant, soit en plaçant le disjoncteur général et le (ou les DDR) dans un même tableau ou deux tableaux adjacents.

3.4 Raccordement des installations de sécurité

Aucune installation d'utilisateur ne peut être raccordée en amont du point de livraison.
Lorsqu'un circuit de sécurité est câblé au tableau général de l'installation, la fonction de coupure d'urgence doit être réalisée selon les prescriptions de la norme NF C 15-100 § 562.8. Dans ce paragraphe sont présentés les différents raccordements possibles prévus par la norme.

Cas d'un branchement à puissance limitée

L'AGCP n'est pas un appareil de coupure d'urgence. Un dispositif complémentaire doit donc être installé, en aval de l'AGCP, pour permettre la coupure d'urgence des circuits autres que celui alimentant le circuit de sécurité (cf. **Fig. C12**).

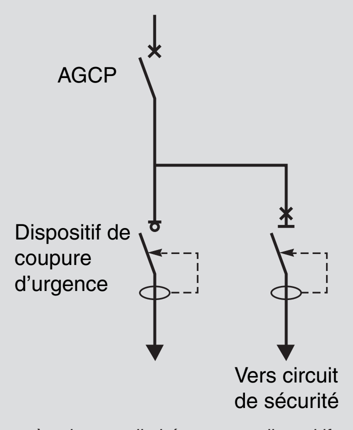


Fig. C12 : Branchement à puissance limitée avec un dispositif complémentaire de coupure d'urgence

Cas d'un branchement à puissance surveillée

Nota : Dans les schémas suivants, les dispositifs de protection contre les contacts indirects ne sont pas représentés.
Deux situations peuvent se présenter :
a) L'appareil de sectionnement à coupure visible est distinct de l'appareil général de commande et de protection. L'AGCP peut être utilisé comme dispositif de coupure d'urgence. L'équipement de protection du circuit de sécurité est raccordé en amont du dispositif général de commande et de protection lequel assure la coupure d'urgence de tous les autres circuits de l'installation (cf. **Fig. C13**).

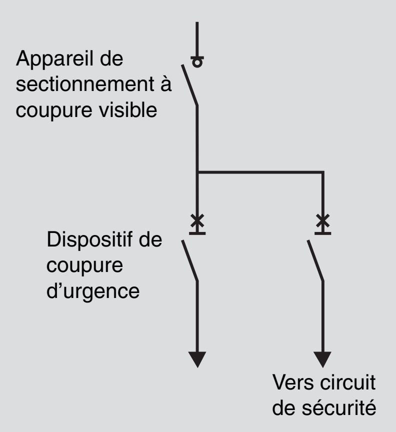


Fig. C13 : Branchement à puissance surveillée avec un appareil de sectionnement à coupure visible distinct de l'appareil général de commande et de protection

b) L'appareil de sectionnement à coupure visible est combiné à l'appareil général de coupure et de protection (cf. **Fig. C14**), ou bien l'appareil général de commande et de protection est débrochable. L'AGCP ne peut pas être utilisé comme dispositif de coupure d'urgence. Un dispositif complémentaire doit donc être prévu, en aval pour permettre la coupure d'urgence de tous les circuits autres que celui alimentant le circuit de sécurité.

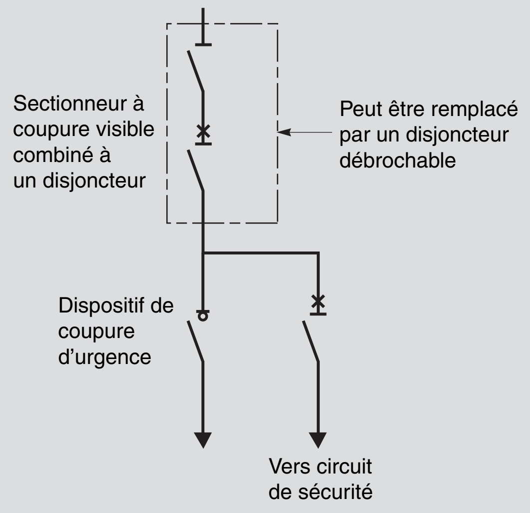


Fig. C14 : Branchement à puissance surveillée avec un appareil de sectionnement à coupure visible combiné à l'appareil général de coupure et de protection ou avec un appareil général de commande et de protection débrochable

4 La protection des circuits

Poste HTA / BT

L1

Tableau BT

L2 L2

L4 L3 L3

Bâtiment 1

Bâtiment 2

○ Point de pénétration du bâtiment à alimenter

● Point de sortie

● Point de livraison

L1: Canalisation BT entre le transformateur et le tableau BT

L2 : Canalisation entre le tableau BT et le point de sortie du poste HTA/BT

L3 : Canalisation entre le point de sortie du poste HTA/BT et le point de pénétration du bâtiment à alimenter

L4 : Canalisation entre le point de pénétration du bâtiment à alimenter et le point de livraison de la propriété à alimenter

***Fig. C15** : Schéma des différentes liaisons électriques à prendre en compte pour le calcul du courant de court-circuit*

4.1 Protection des canalisations contre les surintensités

Dans les installations de branchement c'est la NF C 14-100 qui définit les règles de protection contre les surcharges et les courts-circuits.

Protection contre les surcharges

Seules les dérivations individuelles sont protégées contre les surcharges :
- pour le branchement à puissance limitée par l'appareil général de commande et de protection,
- pour les branchements à puissance surveillée, par les fusibles situés immédiatement en amont du dispositif de comptage.

Pour éviter des déclenchements en cas de surcharge, il est recommandé de :
- prévoir un dispositif de délestage approprié,
- réaliser la meilleure répartition des charges dans le cas d'un branchement triphasé.

Protection contre les courts-circuits

Tous les conducteurs de branchement sauf le neutre doivent être raccordés à un dispositif de protection contre les courts-circuits assuré par :
- les disjoncteurs ou les fusibles du réseau de distribution,
- ou par les fusibles placés dans les coupe-circuit principaux collectifs ou individuels,
- ou par association de ces dispositifs.

Ces dispositifs sont spécifiés par le gestionnaire du réseau de distribution

Dans le cas d'un branchement à puissance surveillée la sélectivité entre l'AGCP et les fusibles installés sur le réseau de distribution est réalisée en utilisant les données des tableaux de la NF C 14-100 et selon les indications du GRD.

4.2 Courants de court-circuit des branchements

Branchement à puissance surveillée

Le dimensionnement d'une protection nécessite de connaître le courant maximal de court-circuit de l'installation. Pour cela, il est nécessaire de demander au service local de distribution les informations nécessaires à son calcul, sinon il faut utiliser les informations fournies par la NF C 14-100.
Le calcul des courants de court-circuit se fait en ayant en référence les différentes liaisons décrites dans la **Figure C15**.

- Caractéristiques fournies par le GRD

Le calcul de l'Icc max nécessite les caractéristiques suivantes de la part du GRD :
- □ puissance et tension de court-circuit du transformateur,
- □ longueurs, sections et natures des canalisations L1, L2, L3.

Nota : Pour la liaison L4, longueur, nature et section sont à déterminer par l'installateur.

- Caractéristiques non fournies, application de la NF C 14-100

Pour le cas où le GRD n'est pas en mesure de fournir tous les éléments, la NF C 14-100 prescrit, par défaut, les données suivantes :
- □ puissance du transformateur : 1 000 kVA ;
- □ tension de court-circuit : 6 % ;
- □ liaison L1 : longueur 6 m, en aluminium, 4 câbles de section 240 mm² en parallèle par phase ;
- □ liaison L2 : longueur 15 m, câbles en aluminium de section 240 mm² ;
- □ liaison L3 : longueur 0 m ;
- □ liaison L4 : longueur, nature et section déterminées par l'installateur.

Pour le calcul du courant de court-circuit la résistivité à utiliser est celle à 20 °C.
Toutes ces données conduisent, quelque soit la puissance souscrite, à un courant de court-circuit maximal présumé IK3 de 22,5 kA (calculé avec le logiciel Ecodial).
C'est avec ce courant présumé au point de sortie du poste HTA/BT, à l'extrémité du câble L2, qu'est dimensionné l'AGCP.
Pour ne pas surdimensionner l'installation, il convient de prendre en compte les longueurs L3 et L4 et ainsi d'optimiser le choix du matériel basse tension, notamment des disjoncteurs de protection définis selon l'Icc au point de livraison. La technique de filiation (utilisation du pouvoir de limitation des disjoncteurs) offre une solution économique supplémentaire puisqu'elle permet en aval de l'AGCP de placer des disjoncteurs de plus faible pouvoir de coupure.
Nota : La filiation ne peut être réalisée qu'en mettant en œuvre des combinaisons de disjoncteurs testées par leurs fabricants.

Branchement à puissance limitée

Dans le cas d'un branchement à puissance limitée, compte tenu des protections amont (présence de fusibles AD), un pouvoir de coupure de 3 kA est suffisant pour les dispositifs de protection contre les courts-circuits en aval du point de livraison.

4.3 Choix et mise en œuvre des canalisations

L'impédance d'un câble est faible mais non nulle : lorsqu'il est traversé par le courant de service il y a une chute de tension entre son origine et son extrémité. Or le bon fonctionnement d'un récepteur est conditionné par la valeur de la tension à ses bornes. Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des câbles d'alimentation en tenant compte :

- des courants admissibles des canalisations en fonction du mode de pose (NF C 15-100, tableaux 52C, 52G, 52H et 52J),
- des sections minimales prescrites en (C14-100, § 5.3.3 tableau 5) pour les dérivations individuelles à puissance limitée,
- des chutes de tension maximales admissibles indiquées (C14-100, § 5.4),
- du courant d'emploi en tenant compte des puissances minimales de dimensionnement indiquées (C14-100, § 5.5),
- des protections contre les surintensités,
- de leur température maximale admissible,
- des contraintes électromécaniques susceptibles de se produire en cas de court-circuit,
- des autres contraintes mécaniques auxquelles les conducteurs peuvent être soumis,
- de la valeur maximale de l'impédance permettant d'assurer le fonctionnement de la protection contre les défauts et les courts-circuits,
- de la présence de charges générant des courants harmoniques selon les règles et dispositions du paragraphe 330.1.1 de la NF C 15-100.

Note : il est du ressort de l'installateur de tenir compte des chutes de tension pour garantir une bonne utilisation des équipements à la puissance maximale du raccordement. (Voir le chapitre G)

Pour les branchements à puissance limitée

Le dimensionnement des dérivations individuelles (cf. **Fig. C16**) est calculé en fonction du courant assigné de l'AGCP.

Courant assigné de l'AGCP (en ampères)	Section minimale des conducteurs (en mm²)	
	En cuivre	En aluminium (a)
30	10 (b)	16 (25 mm² en souterrain)
45	10 (b)	16 (25 mm² en souterrain)
60	16	25
90	25	35

Câble avec enveloppe isolante en PVC, PR ou ER

(a) : lors de l'utilisation de l'aluminium on veillera à la compatibilité avec les borniers de raccordement des appareils, le cas échéant, il sera nécessaire d'employer des dispositifs intermédiaires.

(b) : section ramenée à 6 mm² pour les dérivations individuelles de locaux annexes non habitables (caves, garages, parkings, etc.).

Fig. C16 : Section minimale des conducteurs d'une dérivation individuelle à puissance limitée, en conducteurs isolés, d'après le courant assigné de l'AGCP

Pour les branchements à puissance surveillée

Au-delà de 36 kVA, le dimensionnement des dérivations individuelles est déterminé suivant trois paliers en fonction des puissances souscrites :
a) de 36 kVA à 59 kVA : dimensionner pour 100 A,
b) de 60 kVA à 119 kVA : dimensionner pour 200 A,
c) de 120 kVA à 250 kVA : dimensionner pour 400 A.
Les installations de branchement sont donc construites pour transiter le maximum de puissance du palier choisi. Le choix du matériel et des câbles qui en découle permet d'optimiser le coût de l'installation en fonction de la puissance demandée. Tout le matériel en amont du point de livraison est alors respectivement dimensionné pour 100 A, 200 A, ou 400 A, y compris le dispositif de sectionnement à coupure visible. En revanche il faut redimensionner l'installation lorsqu'une augmentation de puissance nécessite un passage au palier supérieur.

4.4 Disjoncteur de branchement

Puissance limitée

Le disjoncteur reste obligatoire pour le sectionnement et la protection des personnes, utilisé en tête d'installation d'abonné (puissance limitée), il permet d'assurer la protection contre la surcharge et les courts-circuits. Le disjoncteur DB90 instantané protège les personnes contre les contacts indirects et les installations contre les défauts d'isolement. Le DB90 S assure en plus une sélectivité totale avec les dispositifs différentiels à haute sensibilité 30 mA installés en aval.

Puissance surveillée

Ces branchements (au-delà de 36 kVA), nécessitent des disjoncteurs tétrapolaires tout à la fois capables de véhiculer et de contrôler des intensités importantes donc ayant des calibres plus forts que ceux des DB90. Ce sont les Compact NSX100F à NSX400F avec lesquels la protection différentielle se fait par adjonction d'un bloc Vigi (en option) en conformité aux spécifications des distributeurs d'énergie.

■ Compact NSX de branchement type AB
Ces disjoncteurs assurent une sélectivité totale avec les fusibles de distribution amont et évitent de dépasser la puissance souscrite. Ils sont équipés d'une protection thermique plus rapide qui fait déclencher l'appareil en tête de l'installation de l'utilisateur sans nécessiter l'intervention du distributeur d'énergie. Le déclencheur, livré avec un dispositif de plombage des réglages, est coordonné avec les dispositifs de protection en amont placés dans les Tableaux Urbains Réduits -TUR- du distributeur.

■ Compact NSX de branchement type Normal
Ils sont équipés d'un déclencheur standard à 1 seuil de réglage (type TMD ou Micrologic) autorisé par les distributeurs d'énergie.

4.5 Une obligation : le sectionnement à coupure visible

Avec le branchement à puissance surveillée le sectionnement à coupure visible est obligatoire, que le coffret de comptage ou de couplage soit situé en limite de propriété ou chez le client utilisateur.
C'est un interrupteur à coupure visible qui assure cette fonction et dont le calibre est généralement le même que celui du disjoncteur de branchement.
Cet interrupteur a pour principales caractéristiques :

■ sa conformité aux normes CEI 60947-1 et 60947-3,
■ et la coupure visible.

Si le coffret est situé en limite de propriété, l'appareil pour être accessible par l'utilisateur est placé dans ses locaux.

Si le coffret est situé chez le client, cet appareil est placé soit dans ce coffret, soit dans l'armoire de distribution BT.

5 La compensation d’énergie réactive

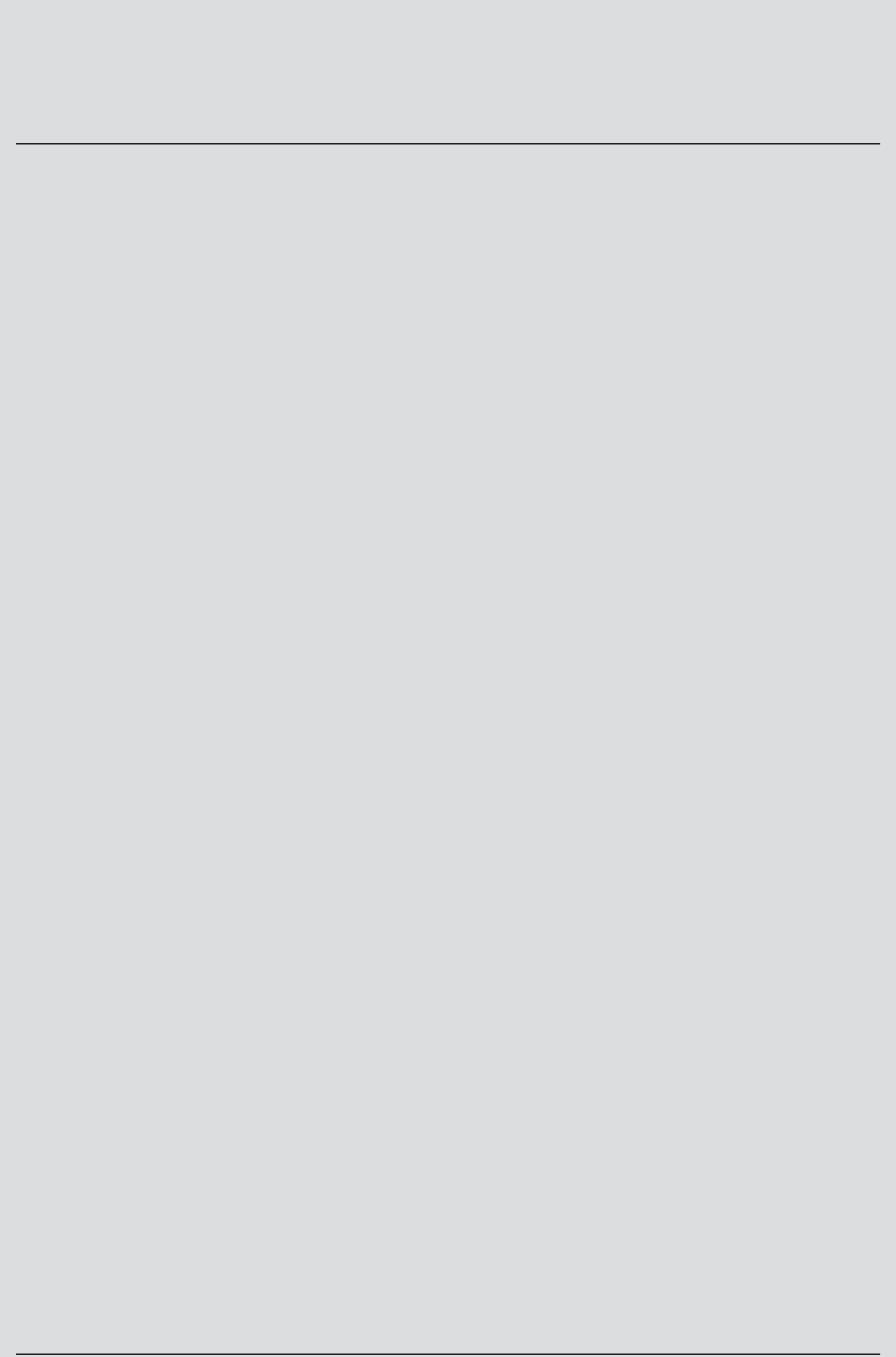
De nombreux récepteurs consomment plus ou moins de courants réactifs notamment pour créer les flux magnétiques (moteurs).
La compensation ou fourniture d’énergie réactive se fait par l’installation de condensateurs, elle peut être individuelle au niveau des récepteurs (ex. : auprès des lampes fluorescentes ou d’un moteur) ou globale au niveau d’un tableau ou d’une installation complète.

Compenser pour faire des économies.

Les avantages qui en résultent se traduisent par :
- une économie sur les équipements électriques (conséquence de la puissance appelée),
- une augmentation de la puissance disponible au secondaire des transformateurs,
- une diminution des chutes de tension et des pertes joules dans les câbles,
- une économie sur les factures d’électricité.

Pourquoi compenser avec un branchement à puissance surveillée ?

Pour des installations en puissance surveillée (36 à 250 kVA) la compensation d’énergie réactive permet :
- soit de diminuer la puissance contractuelle souscrite auprès du fournisseur d’électricité, tout en conservant la même puissance active disponible,
- soit d’augmenter la puissance électrique disponible sans changer de contrat auprès du fournisseur d’électricité.



Chapitre D
Bien choisir une architecture de distribution électrique

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Les enjeux pour l'exploitant

1.1 Choix d'une architecture

Le choix d'architecture a un impact déterminant sur les performances de l'installation tout au long de son cycle de vie :

- dès la phase de construction, car en fonction des choix, les temps d'installation, les possibilités de cadencement des travaux, les compétences requises des équipes d'installation pourront être fortement influencés,
- également pendant la phase d'exploitation, où seront touchées les performances en terme de qualité et de continuité d'alimentation des charges sensibles, de pertes d'énergie dans les circuits d'alimentation,
- et enfin pour la phase de fin de vie de l'installation qui en fonction des architectures permet de valoriser une part plus ou moins importante de l'installation.

L'architecture de distribution électrique d'une installation comprend la configuration spatiale, le choix des sources d'alimentation, la définition des différents niveaux de distribution, le schéma unifilaire, les solutions technologiques.

Le choix de la meilleure architecture se traduit souvent par la recherche d'un compromis entre les différents critères de performances qui intéressent le client utilisateur de l'installation aux différentes phases du cycle de vie. Plus la démarche de recherche de solutions intervient tôt dans un projet, plus les possibilités d'optimisations sont importantes (cf. **Fig. D1**).

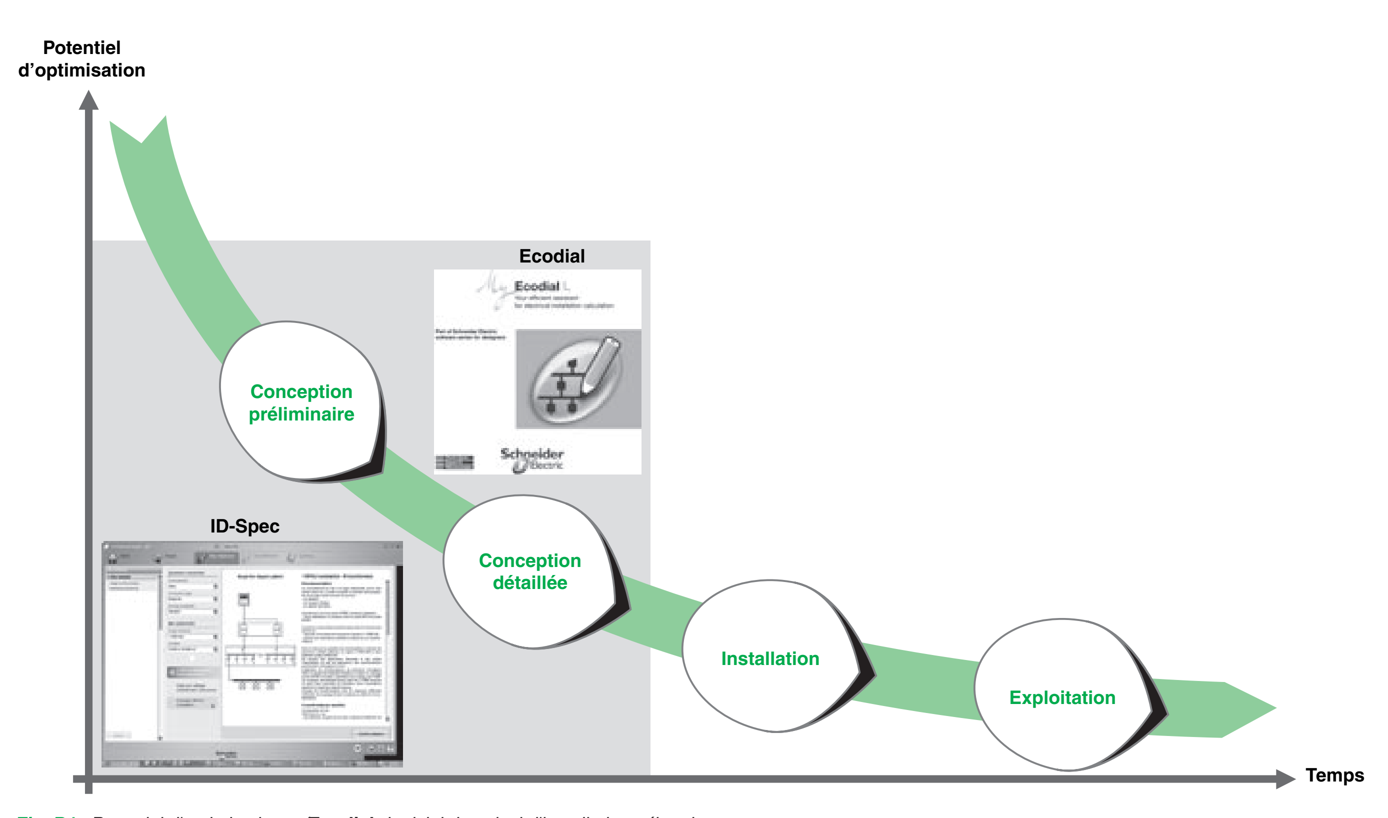


Fig. D1 : Potentiel d'optimisation (**Ecodial**, *logiciel de calcul d'installations électriques.*
ID-Spec, *logiciel d'aide au choix d'architecture de distribution électrique.)*

La pleine réussite de la recherche de solution optimale est également fortement liée à la capacité d'échanges entre les différents acteurs intervenant sur la conception des différents lots d'un projet :

- l'architecte qui définit l'organisation du bâtiment en fonction des besoins de l'utilisateur,
- les concepteurs des différents lots techniques (éclairage, chauffage, climatisation, fluides, etc.),
- les représentants de l'utilisateur définissant le process par exemple.

Sont présentés dans les paragraphes suivants les critères de choix ainsi que le processus de conception des architectures répondant aux critères de performances du projet.

1.2 Définitions

Architecture

Choix d'un schéma unifilaire et de solutions technologiques, depuis le raccordement au réseau public jusqu'aux circuits d'alimentation des charges.

Caractéristiques

Données techniques ou environnementales relatives à l'installation, permettant de sélectionner l'architecture la mieux adaptée.

Critères

Paramètres d'évaluation de l'installation, permettant de sélectionner l'architecture la mieux adaptée aux besoins du client.

Distribution principale

Niveau amont de l'architecture, depuis le raccordement au réseau public jusqu'aux équipements de répartition de la BT sur le site (Tableau Général Basse Tension – TGBT – ou équivalent).

Distribution secondaire

Niveau intermédiaire de l'architecture, en aval du niveau principal jusqu'aux tableaux divisionnaires (répartition spatiale et fonctionnelle de l'énergie électrique dans les circuits).

Distribution terminale

Niveau aval de l'architecture, en aval des tableaux divisionnaires, jusqu'aux charges. Ce niveau de distribution n'est pas traité dans ce guide.

Poste MT, poste de transformation

Enceintes regroupant des équipements MT et/ou des transformateurs MT/BT. Ces enceintes peuvent être communes ou séparées, suivant la topologie du site, ou la technologie du matériel.
Dans certains pays, le poste MT est assimilé au poste de livraison.

Schéma unifilaire

Schéma électrique général, permettant de représenter les principaux équipements électriques et leurs interconnexions.

Solution technologique

Résultat du choix de technologie pour un sous-ensemble de l'installation, parmi les différents produits et équipements proposés par Schneider-Electric.

2 Processus de conception d'une architecture

La conception d'architecture considérée dans ce document se situe au niveau Avant-Projet Sommaire (APS). Elle couvre en général les niveaux de distribution primaire et secondaire, et si nécessaire une partie de distribution terminale (cf. **Fig. D2**).

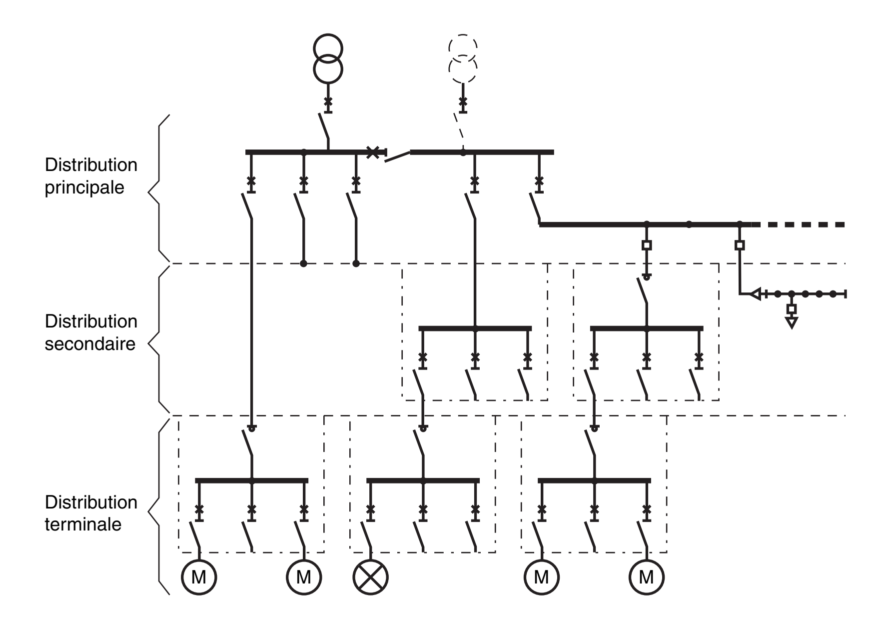


Fig. D2 : *Exemple de schéma unifilaire*

La conception d'une architecture de distribution électrique peut être décrite par un processus en 3 étapes successives, avec possibilités d'itérations. Ce processus est basé sur la prise en compte des caractéristiques de l'installation et des critères à satisfaire.

L'ensemble du processus est décrit succinctement dans les paragraphes suivants et illustré sur la **figure D3**, page suivante.

Le processus décrit dans ce document ne fournit pas de solution unique. Ce document constitue un guide, à l'usage du concepteur d'installation électrique.

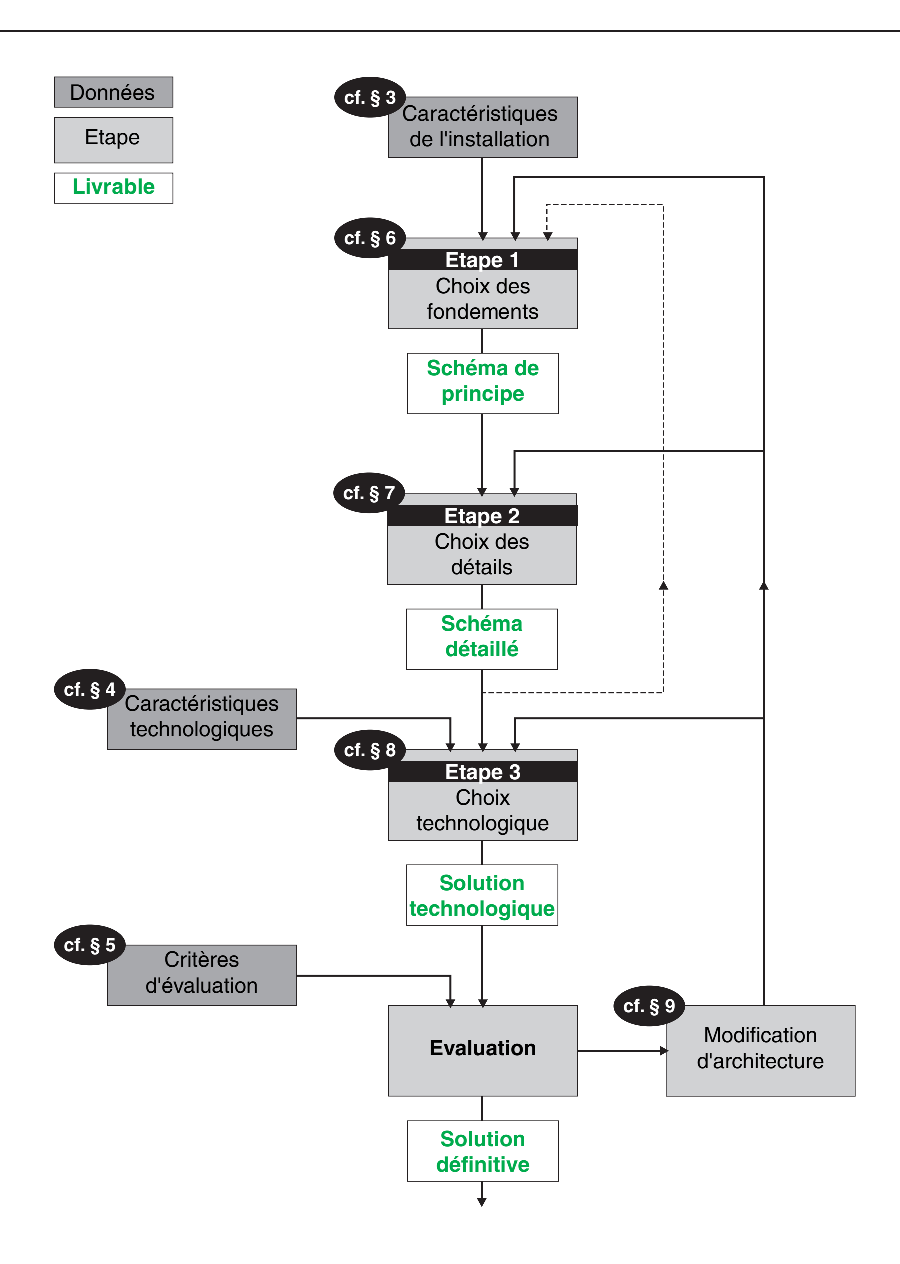


Fig. D3 : Synoptique de choix d'architecture de distribution électrique

Etape 1 : choix des fondements de l'architecture de distribution

Il s'agit de la définition "grosse maille" de l'installation électrique. Elle est basée sur la prise en compte de caractéristiques macroscopiques concernant l'installation et son usage.
Ces caractéristiques ont un impact sur le raccordement au réseau du Distributeur, les circuits MT, le nombre de postes de transformation, ...
A la fin de cette étape, on dispose de plusieurs solutions de schémas de principe de distribution, qui constituent des ébauches du schéma unifilaire. Le choix définitif est confirmé à la fin de l'étape 2.
Les caractéristiques à prendre en compte sont précisées au paragraphe 3 de ce chapitre.
Les recommandations pour le choix de schéma unifilaire de principe sont fournies au paragraphe 6.

2 Processus de conception d'une architecture

Etape 2 : choix des détails d'architecture

Il s'agit de la définition "maille fine" de l'installation électrique. Elle est basée sur les résultats de l'étape précédente, ainsi que sur la satisfaction des critères relatifs à la mise-en-œuvre et à l'exploitation de l'installation.
Un rebouclage est effectué sur l'étape 1 si les critères ne sont pas satisfaits.
Un processus itératif permet d'analyser plusieurs combinaisons de critères d'évaluation.
A la fin de cette étape, on dispose d'un schéma unifilaire détaillé.
Les recommandations pour l'adaptation du schéma unifilaire au projet sont fournies au paragraphe 7.

Etape 3 : choix technologique

Le choix des solutions technologiques à mettre en œuvre est réalisé à cette étape, et découle du choix d'architecture. Ces solutions sont extraites de l'offre Schneider Electric, afin de satisfaire certains critères.
Un rebouclage est effectué sur l'étape 2 si les critères ne sont pas satisfaits.
Les caractéristiques à prendre en compte sont précisées au paragraphe 4 de ce chapitre.
Les recommandations pour le choix des solutions technologiques sont fournies au paragraphe 8.

Evaluation

Cette étape d'évaluation permet au Bureau d'Etudes de disposer de données chiffrées, base de discussion avec le client et les autres intervenants.
En fonction du résultat de ces échanges, un rebouclage peut être effectué sur l'étape 1.

3 Caractéristiques de l'installation

Pour chacune des caractéristiques de l'installation, permettant de choisir l'architecture de distribution électrique, il faut fournir une définition et les différentes catégories ou valeurs possibles.

3.1 Type d'activité du site

Définition

Activité économique principale hébergée par le site.

Différentes catégories

Secteurs considérés pour un bâtiment industriel

- Industrie mécanique.
- Industrie pharmaceutique.
- Industrie agroalimentaire.
- Haute technologie (hi-tech).
- Logistique.
- Autre.

Secteurs considérés pour un bâtiment tertiaire

- Bureaux standards.
- Bureaux sensibles (ex.: data centers).
- Commerce.
- Logement.
- Santé (ex.: hôpital, cabinet spécialisé).
- Local technique.

3.2 Configuration du site

Définition

Caractéristique architecturale du ou des bâtiments, tenant compte du nombre de bâtiments, du nombre d'étages, et de la surface par étage.

Différentes catégories

- Bâtiment à un seul niveau.
- Bâtiment à plusieurs étages.
- Site à plusieurs bâtiments.
- Immeuble de grande hauteur (pour mémoire, ce type de bâtiment répond à des règles spécifiques, non prises en compte dans ce document).

Les différentes surfaces significatives retenues pour un seul niveau sont les suivantes :

- < 5000 m^2,
- de 5000 à 25 000 m^2,
- de 25 000 à 100 000 m^2.

3.3 Latitude de positionnement

Définition

Caractéristique prenant en compte les contraintes liées à l'implantation du matériel électrique dans le bâtiment :

- esthétique,
- accessibilité,
- présence d'emplacements réservés,
- utilisation de galeries techniques (par étages),
- utilisation de gaines techniques (verticales).

Différentes catégories

- Latitude faible

La position du matériel électrique est pratiquement imposée.

- Latitude moyenne

La position du matériel électrique est partiellement imposée, au détriment des critères à satisfaire.

- Latitude élevée

Pas de contraintes. La position du matériel électrique peut être définie pour satisfaire au mieux les critères.

3.4 Disponibilité du réseau de distribution publique

Définition

Capacité du réseau de distribution publique à assurer l'alimentation avec un minimum d'interruption.

Différentes catégories

- Disponibilité minimale

Risque d'interruption lié à des contraintes géographiques (îlotage, zone éloignée des centres de production d'électricité), techniques (ligne aérienne, faible maillage), ou économiques (maintenance insuffisante, génération sous-dimensionnée),

- Disponibilité standard
- Disponibilité renforcée

Dispositions particulières prises pour réduire la probabilité d'interruption (réseau souterrain, fort maillage, …).
Voir en 6.1 les valeurs typiques de disponibilité en fonction des configurations de raccordement au réseau du Distributeur.

3.5 Maintenabilité

Définition

Qualité apportée lors de la conception pour limiter l'impact des opérations de maintenance sur le fonctionnement de l'installation.

Différentes catégories

- Maintenabilité minimale

L'installation peut être arrêtée pour exécution des opérations de maintenance.

- Maintenabilité standard

La maintenance doit être programmée au cours de périodes de faible activité.
Exemple : plusieurs transformateurs avec redondance partielle et délestage.

- Maintenabilité renforcée

Des dispositions particulières sont prises pour limiter l'impact des opérations de maintenance. Exemple : configuration à double attache.

3.6 Evolutivité de l'installation

Définition

Possibilité apportée de déplacer facilement des points de livraison de l'électricité à l'intérieur de l'installation, ou d'augmenter facilement la puissance fournie en certains points.
L'évolutivité est un critère qui apparaît également du fait des incertitudes de construction au stade avant-projet sommaire (APS).

Différentes catégories

- Pas d'évolutivité

La position des charges est fixe tout au long du cycle de vie, en raison de fortes contraintes liées à la construction du bâtiment ou à la lourdeur du process alimenté.
Exemple : atelier de fonderie.

- Evolutivité de conception

Le nombre de points de livraison, la puissance des charges ou leur emplacement ne sont pas connus avec précision.

- Evolutivité d'installation

Des charges pourront être installées après la mise en service de l'installation.

- Flexibilité d'exploitation

La position des charges sera fluctuante, au gré des réorganisations du process.
Exemples :

  - bâtiment industriel : extension, fractionnement et changement d'affectation,
  - immeuble de bureaux : fractionnement.

3.7 Puissance totale des charges installées

Définition

Somme des puissances apparentes des charges (en kVA), affectées d'un coefficient d'utilisation.
Ceci représente la puissance maximale pouvant être consommée à un instant donné dans l'installation, avec possibilité de surcharges limitées et de courte durée.

Différentes catégories

Les différentes catégories retenues correspondent aux limites de puissance des transformateurs les plus couramment utilisés :
- puissance < 630 kVA,
- puissance de 630 à 1250 kVA,
- puissance de 1250 à 2500 kVA,
- puissance > 2500 kVA.

3.8 Uniformité d'installation des charges

Définition

Caractéristique liée à l'uniformité de répartition des charges (en kVA/m^2) dans une zone ou sur la totalité du bâtiment.

Différentes catégories

- Charges uniformément réparties

Les charges sont en majorité de puissance unitaire moyenne ou faible et réparties sur toute la surface ou une large zone du bâtiment (densité homogène).
Exemples : éclairage, postes de travail individuels.

- Répartition intermédiaire

Les charges sont en majorité de puissance moyenne, placées par groupes sur toute la surface du bâtiment.
Exemples : machines d'assemblage, convoyage, postes de travail, "sites" modulaires en logistique.

- Charges localisées

Les charges sont en majorité de puissance élevée et localisées dans quelques zones du bâtiment (densité hétérogène).
Exemples : CVC - Chauffage, Ventilation, Climatisation (ou HVAC : Heating, Ventilation and Air Conditioning).

3.9 Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation

Définition

Aptitude d'un circuit à accepter une coupure d'alimentation.

Différentes catégories

- Circuit "délestable"

Coupure possible à tout moment, de durée indéfinie.

- Coupure longue acceptable

Temps de coupure > 3 minutes*.

- Coupure brève acceptable

Temps de coupure < 3 minutes*.

- Aucune coupure acceptable.

Remarque

On peut distinguer différents niveaux de gravité d'une coupure d'alimentation électrique, en fonction des conséquences possibles :
- pas de conséquence notable,
- perte de production,
- détérioration de l'outil de production ou perte de données sensibles,
- mise en danger de mort.

Ceci se traduit en terme de criticité d'alimentation de charges ou de circuits.

- Non critique

La charge ou le circuit peuvent être "délestées" à tout moment.
Exemple : circuit de chauffage d'eau sanitaire.

* : valeur indicative, fournie par la norme EN50160 : "Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution".

■ Faible criticité
La coupure d'alimentation se traduit par une gêne passagère des occupants du bâtiment, sans conséquence financière. Le prolongement de la coupure au delà d'un temps critique peut se traduire par une perte de production ou une baisse de productivité. Exemples : circuits de chauffage, ventilation et climatisation (HVAC).

■ Criticité moyenne
La coupure d'alimentation se traduit par une courte interruption du process ou du service. Le prolongement de la coupure au delà d'un temps critique peut se traduire par une détérioration de l'outil de production ou un coût de remise en service. Exemples : groupes frigorifiques, ascenseurs.

■ Criticité élevée
Toute coupure peut se traduire par la mise en danger de mort ou des pertes financières inacceptables. Exemples : bloc opératoire, service informatique, service de sécurité.

3.10 Sensibilité des charges aux perturbations

Définition

Capacité d'une charge à fonctionner correctement en présence de perturbation de l'alimentation électrique.

Une perturbation peut entraîner un dysfonctionnement plus ou moins marqué. Par exemple : arrêt de fonctionnement, fonctionnement dégradé, vieillissement accéléré, augmentation des pertes, …

Types de perturbations ayant un impact sur le fonctionnement des charges :
■ creux de tension,
■ surtension,
■ distorsion de tension,
■ fluctuation de tension,
■ déséquilibre de tension.

Différentes catégories

■ Peu sensible
Les perturbations de la tension d'alimentation ont peu d'effet sur le fonctionnement. Exemple : appareil de chauffage.

■ Sensibilité moyenne
Les perturbations de tension provoquent une détérioration notable du fonctionnement. Exemples : moteurs, éclairage.

■ Haute sensibilité
Les perturbations de tension peuvent provoquer l'arrêt de fonctionnement voire la détérioration de l'équipement alimenté.
Exemple : équipement informatique.

Remarque
La sensibilité des charges aux perturbations conditionne la réalisation de circuits d'alimentation communs ou dédiés. Il est en effet avantageux de séparer les charges "sensibles" des charges "perturbatrices". Exemple : séparer les circuits d'éclairage des circuits d'alimentation de moteurs.
Ce choix dépend aussi des commodités d'exploitation. Exemple : alimentation séparée des circuits d'éclairage pour permettre la mesure de l'énergie consommée.

Principaux types de charges rencontrées communément dans les bâtiments

Eclairage
Principales caractéristiques :
■ faible puissance unitaire,
■ dispositifs dispersées,
■ coupure longues non admises,
■ sensibilité moyenne aux perturbations.

Chauffage, Ventilation, Climatisation
Principales caractéristiques :
■ puissance unitaire élevée (quelques dizaines de kVA),
■ dispositifs localisés,
■ coupures longues acceptables,
■ faible sensibilité aux perturbations.

Informatique (data center)

Principales caractéristiques :
- puissance unitaire moyenne ou faible,
- nombre élevé de dispositifs localisés,
- aucune coupure acceptable,
- haute sensibilité aux perturbations.

Bureautique

Principales caractéristiques :
- faible puissance unitaire,
- nombre élevé de dispositifs dispersés,
- coupures de courte durée acceptables,
- sensibilité moyenne aux perturbations.

Force motrice (convoyage, ascenseurs, groupes frigorifiques, …)

Principales caractéristiques :
- puissance unitaire moyenne ou élevée,
- nombre faible de dispositifs localisés,
- coupures de courte durée acceptables,
- sensibilité moyenne aux perturbations.

Process électrothermique (fours, presses à injecter, soudure, …)

Principales caractéristiques :
- puissance unitaire élevée,
- nombre faible de dispositifs localisés,
- coupures de longue durée acceptables,
- sensibilité faible aux perturbations.

3.11 Pouvoir perturbateur des circuits

Définition

Capacité d'un circuit à perturber le fonctionnement de circuits environnants, par des phénomènes tels que : harmoniques, appels de courant, déséquilibre, courants Haute Fréquence, rayonnement électromagnétique, …

Différentes catégories

- Pouvoir non perturbateur

Aucune précaution particulière à prendre.

- Perturbations modérées ou occasionnelles

Une alimentation séparée peut être nécessaire en présence de circuits à moyenne ou haute sensibilité.
Exemple : circuit d'éclairage générant des courants harmoniques.

- Pouvoir très perturbateur

Un circuit d'alimentation dédié ou des moyens d'atténuation des perturbations sont indispensables pour le bon fonctionnement de l'installation.
Exemples : force motrice à fort courant de démarrage, équipement de soudure à courant fluctuant.

3.12 Autres contraintes

Autres considérations ou contraintes particulières ayant un impact sur l'architecture de distribution électrique :

- Environnement

Exemples : classification foudre, ensoleillement.

- Règlements spécifiques

Exemples : hôpitaux, Immeubles de Grande Hauteur, …

- Règles du Distributeur d' Energie

Exemples : limites de puissance de raccordement en BT, accès au poste MT, …

- Charges double attache

Charges raccordées à 2 circuits indépendants par besoin de redondance.

- Expérience du concepteur

Cohérence avec des études antérieures ou utilisation partielle d'études antérieures, standardisation de sous-ensembles, existence d'un parc installé.

- Contraintes d'alimentation des charges

Niveau de tension (230 V, 400 V, 690 V), système des tensions (monophasé, triphasé avec ou sans neutre, …).

4 Caractéristiques technologiques

Les solutions technologiques considérées concernent :
- les différents types d'équipements MT et BT,
- les gammes de Canalisations Electriques Préfabriquées (CEP).

Le choix des solutions technologiques est effectué à la suite du choix de schéma unifilaire et en cohérence avec les choix antérieurs.

4.1 Ambiance, environnement

Ce thème réunit l'ensemble des contraintes d'environnement (température ambiante moyenne, altitude, humidité, corrosion, poussière, chocs…). Les normes décrivent les protections requises vis à vis de ces contraintes par les codes IP et IK.

4.2 Indice de service

Définition

L'indice de service (IS) est un code à trois chiffres défini par le guide UTE C 63-429. Il permet de caractériser un tableau BT en fonction des besoins de l'utilisateur en terme d'exploitation, de maintenance, et d'évolution (cf. tableau **Fig D4**) :

	Exploitation (1er chiffre) (réglages, mesures, verrouillage...)	**Maintenance (2ème chiffre) (nettoyage, vérifications, tests, réparations...)**	**Evolution (3ème chiffre) (modification, extention de l'installation...)**
Niveau 1	IS = 1 • • L'opération entraîne l'arrêt complet du tableau.	IS = • 1 • L'opération entraîne l'arrêt complet du tableau.	IS = • • 1 L'opération entraîne l'arrêt complet du tableau.
Niveau 2	IS = 2 • • L'opération entraîne l'arrêt de la seule unité fonctionnelle concernée.	IS = • 2 • L'opération entraîne l'arrêt limité à la seule unité fonctionnelle concernée, avec intervention possible sur les raccordements	IS = • • 2 L'opération entraîne l'arrêt limité à la seule unité fonctionnelle concernée. Des réserves d'unités fonctionnelles, définies en nombre et en taille, sont prévues.
Niveau 3	IS = 3 • • L'opération entraîne seulement l'arrêt de la puissance de l'unité fonctionnelle concernée. Mais autorise des essais d'automatismes afin de tester l'installation en « grandeur réelle » avant sa remise en route.	IS = • 3 • L'opération entraîne l'arrêt limité à la seule unité fonctionnelle concernée, sans intervention sur les raccordements.	IS = • • 3 Adjonction possible de tout type d'unité fonctionnelle (protection ou commande moteur) sans mise hors tension du tableau. Cette intervention se fait dans un emplacement non équipé dans des limites imposées par le constructeur.

Fig. D4 : Explication des chiffres composant l'Indice de Service

Les indices de service pertinents sont peu nombreux, les plus usités sont présentés dans le tableau **Fig D5** sur la page suivante.

Rappels :
- Degré de protection (IP)
  - Le premier chiffre caractéristique indique le degré de protection contre la pénétration des solides.
  - Le deuxième chiffre caractéristique indique le degré de protection contre la pénétration des liquides.
  - Parfois, une lettre ajoutée après les deux chiffres précise la protection des personnes contre le risque de contact direct avec une partie nue sous tension.
- Forme
  - forme 1 : aucune séparation
  - forme 3 : séparation des jeux de barres des unités fonctionnelles et séparation de toutes les unités fonctionnelles entre elles non compris leurs bornes de sortie.

La lettre (a ou b) placée après le chiffre caractérise plus précisément la forme en question.
- Raccordement de l'unité fonctionnelle

Les lettres signifient : F = fixe, D = déconnectable, W = débrochable

La position indique le raccordement considéré : 1ère lettre = puissance amont, 2ème = puissance aval,
3ème = les auxiliaires.

Indice de service IS	111	211	212	223	232	233	332	333
Degré de protection IP	2XX	2XB	_	2XB	2XB	2XB	2XB	2XB
Forme	1	1	3b 2b 4a	3b	3b	3b	3b	3b
Raccordement de l'unité fonctionnelle	FFF	FFF	WFW	WFD	WFW	WWW	WWW	WWW
Exploitation	Condamnation totale du tableau	Condamnation individuelle de l'unite fonctionelle sans possibilité d'essais de sa commande					Condamnatiion individuelle de l'unité fonctionnelle avec possibilité de test de sa commande et de son automatisme	
Maintenance	Indisponibilté totale			Temps d'intervention supérieur à 1 h, avec intervention sur les raccordements avals	Temps d'intervention inférieur à 1/4 heure, sans intervention sur les raccordements			
Evolution	Extentions non prévues		Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau mais dans des réserves pré-équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau dans des réserves non équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau mais dans des réserves pré-équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau dans des réserves non équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau mais dans des réserves pré-équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau dans des réserves non équipées

Fig. D5 : Indices de service les plus usités (IS) et correspondance avec les autres paramètres mécaniques

Documents de référence

■ Définition des degrés de protection : voir NF EN 61439, « Degrés de protection procurés par les enveloppes (code IP, « International Protection ») ».

■ Définition de l'indice de service (code IS) : voir Guide UTE C 63-429, « Ensembles d'appareillage à basse tension Indice de Service (IS) ».

■ Définitions de la forme et de la débrochabilité : voir NF EN 61439-1-2, « Ensembles d'appareillage à basse tension ; partie 1 : ensembles de séries et ensembles dérivés de série ».

4.3 Autres considérations

D'autres considérations ont un impact sur le choix des solutions technologiques :
■ l'expérience du concepteur,
■ la cohérence avec des études antérieures ou l'utilisation partielle d'études antérieures,
■ la standardisation de sous-ensembles,
■ l'existence d'un parc installé,
■ les exigences des Distributeurs d'Energie,
■ des critères techniques : cosφ cible, puissance des charges secourues, présence de générateurs d'harmoniques, …

Ces considérations sont à prendre en compte au cours de la phase de définition détaillée de l'installation électrique (postérieure à la phase APS).

5 Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet

Pour chacun des critères déterminants, il faut fournir une définition et les différents niveaux de priorité accordés. Ces critères sont évalués à la fin des 3 étapes de définition d'architecture.

5.1 Temps de chantier

Définition

Temps de mise en œuvre du matériel électrique sur le site.

Différents niveaux de priorité

- Niveau secondaire

Le temps de chantier peut être prolongé, si cela génère une réduction du coût total de l'installation.

- Niveau privilégié

Le temps de chantier doit être minimisé, sans engendrer de surcoût significatif.

- Niveau critique

Le temps de chantier doit être réduit au minimum de manière impérative, même au détriment d'un coût total d'installation plus élevé.

5.2 Impact environnemental

Définition

Considération des contraintes environnementales dans la conception de l'installation. Sont pris en compte : la consommation de ressources naturelles, les pertes Joule (liées à l'émission de CO_2), le potentiel de "recyclabilité", tout au long de la vie de l'installation.

Différents niveaux de priorité

- Niveau non significatif

Les contraintes environnementales ne font l'objet d'aucune considération particulière.

- Niveau minimal

L'installation est conçue dans le respect du minimum réglementaire.

- Niveau proactif

L'installation est conçue avec un soucis aigu de préservation de l'environnement. Un surcoût est admis dans cette situation. Exemple : utilisation de transformateurs à faibles pertes.

Généralités

L'impact environnemental d'une installation est déterminé selon la méthode qui consiste à mener une analyse du cycle de vie de l'installation, dans lequel sont traitées les 3 phases suivantes :

- la construction,
- l'exploitation,
- la fin de vie (démantèlement, recyclage).

En terme d'impact environnemental, 3 indicateurs (au moins) peuvent être pris en compte et influencés par la conception d'une installation électrique. Bien que chaque phase du cycle de vie contribue aux trois indicateurs, chacun de ces indicateurs est majoritairement lié à l'une d'entre elles :

- la consommation de ressources naturelles impacte (majoritairement) la phase de construction,
- la consommation d'énergie impacte (essentiellement) la phase d'exploitation,
- le potentiel de "recyclabilité" impacte la fin de vie.

Le tableau suivant précise les contributeurs aux 3 indicateurs environnementaux (cf. **Fig D7**).

Indicateurs	Contributeurs
Consommation de ressources naturelles	Masse et type des matériaux utilisés
Consommation d'énergie	Pertes Joule en charge et à vide
Potentiel de "recyclabilité"	Masse et type des matériaux utilisés

Fig D7 : Contributeurs aux 3 indicateurs environnementaux

5.3 Niveau de maintenance préventive

Définition

Nombre d'heures et sophistication de la maintenance réalisée en cours d'exploitation conformément aux recommandations du constructeur pour assurer un fonctionnement sûr de l'installation et le maintien du niveau de performances (éviter les défaillances : déclenchements, pannes, …).

Différentes catégories

- Niveau standard

Suivant les recommandations constructeur.

- Niveau renforcé

Suivant les recommandations constructeur, avec environnement contraignant.

- Niveau spécifique

Plan de maintenance spécifique, répondant à des exigences élevées de continuité de service, et nécessitant un haut niveau de compétence du personnel de maintenance.

5.4 Disponibilité de l'alimentation électrique

Définition

C’est la probabilité qu’une installation électrique soit apte à fournir une énergie de qualité conforme aux spécifications des équipements qu’elle alimente. Elle s'exprime par un taux de disponibilité :

Disponibilité (%) = (1 - MTTR/ MTBF) x 100

MTTR (Mean TimeTo Repair) : temps moyen d'intervention pour rendre le système électrique à nouveau opérationnel suite à une panne (il comprend la détection de la cause de panne, sa réparation et la remise en service).

MTBF (Mean Time Between Failure) : mesure le temps moyen pendant lequel le système électrique est opérationnel et permet ainsi le bon fonctionnement de l'application.

Différentes catégories

Les différentes catégories de disponibilité ne peuvent être définies que pour un type donné d'installation. Par exemple : hôpitaux, data centers.

Exemple de la classification utilisée dans les data centers

Niveau 1 ("tier I") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par un seul canal, sans redondance, ce qui permet une disponibilité de 99,671 %,

Niveau 2 ("tier II") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par un seul canal, avec redondance, ce qui permet une disponibilité de 99,741 %,

Niveau 3 ("tier III") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par plusieurs canaux, avec un seul canal redondant, ce qui permet une disponibilité de 99,982 %,

Niveau 4 ("tier IV") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par plusieurs canaux avec redondance, ce qui permet une disponibilité de 99,995 %.

6 Choix des fondements de l'architecture

Le schéma unifilaire peut être décomposé en différentes parties essentielles, qui sont déterminées au cours de 2 étapes successives. Les choix pour l'étape 1 sont effectués en fonction des caractéristiques indiquées dans le paragraphe 3.

Etape 1, choix des fondements de l'architecture

- Raccordement au réseau du distributeur.
- Configuration des circuits MT.
- Nombre de transformateurs d'alimentation.
- Nombre et répartition des postes de transformation.
- Générateur de secours en MT.

Rappel des caractéristiques à prendre en compte (voir §3) :

- type d'activité du site,
- configuration du site,
- latitude de positionnement,
- disponibilité du réseau de distribution publique,
- maintenabilité,
- évolutivité de l'installation,
- puissance totale des charges installées,
- uniformité d'installation des charges,
- sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation,
- sensibilité des circuits aux perturbations,
- pouvoir perturbateur des circuits,
- autres contraintes.

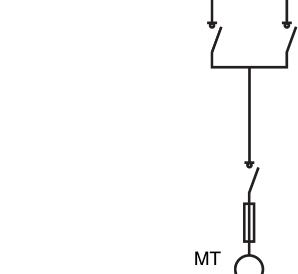
6.1 Raccordement au réseau du Distributeur

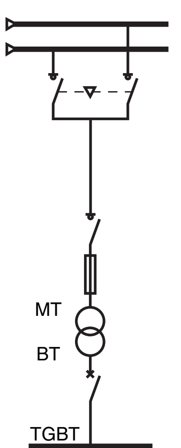
Différentes configurations possibles (cf. **Fig. D8**) :

- raccordement en BT,
- raccordement en MT par simple dérivation,
- raccordement en MT par coupure d'artère,
- raccordement en MT par double dérivation,
- raccordement en MT par double dérivation avec double jeux de barres.

Les dispositifs de comptage, protection, et de sectionnement situés dans le poste de livraison ne sont pas représentés sur les schémas suivants. En effet, ils sont souvent spécifiques à chaque Distributeur, et n'ont pas d'influence sur le choix d'architecture de l'installation.
Pour chaque raccordement, un seul transformateur est représenté par simplification, mais dans la pratique, plusieurs transformateurs peuvent être raccordés.







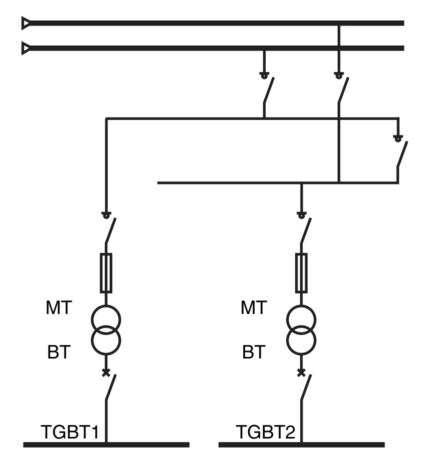


Fig. D8 : Raccordement en MT au réseau du Distributeur

Caractéristiques typiques pour chacune des différentes configurations possibles :

	Configuration				
	BT	MT			
Caractéristique à considérer		**Simple dérivation**	**Coupure d'artère**	**Double dérivation**	**Double dérivation avec double jeux de barres**
Type d'activité	Quelconque	Quelconque	Quelconque	Hi-tech, bureaux sensibles, santé	Quelconque
Configuration du site	Bâtiment unique	Bâtiment unique	Bâtiment unique	Bâtiment unique	Bâtiment unique
Disponibilité du réseau de distribution publique	Minimale	Minimale	Standard	Renforcée	Renforcée
Puissance totale	< 630 kVA	≤ 1250 kVA	≤ 2500 kVA	> 2500 kVA	> 2500 kVA
Autres contraintes de raccordement	Quelconque	Site isolé	Zone urbaine faible densité	Zone urbaine forte densité	Zone urbaine avec contrainte Distributeur

6.2 Configuration des circuits MT

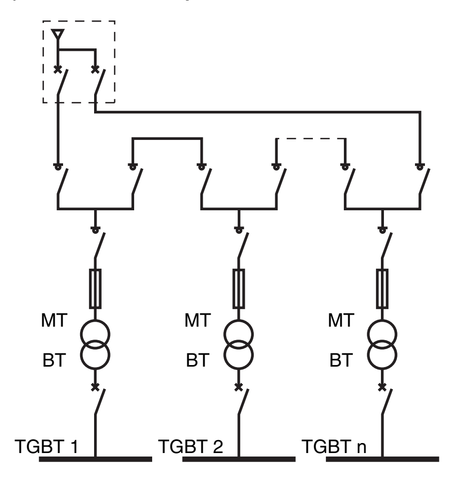
Différentes configurations possibles (cf. **Fig. D9**) :

- alimentation en antenne, un ou plusieurs transformateurs,
- boucle ouverte, une arrivée MT,
- boucle ouverte, 2 arrivées MT.

a) Antenne

MT BT TGBT 1 MT BT TGBT n

b) Boucle ouverte, 1 poste MT



c) Boucle ouverte, 2 postes MT

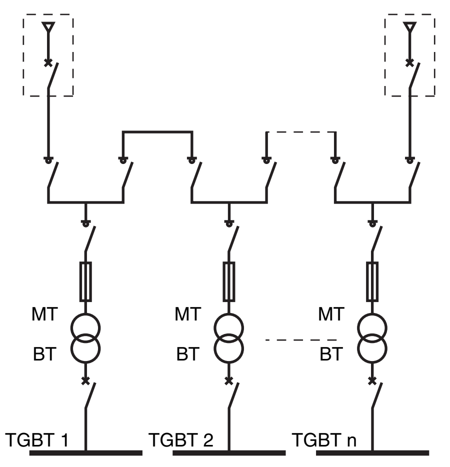


Fig. D9 : Configurations de circuits MT

Guide de choix

La configuration de base est une architecture radiale en antenne, avec un seul transformateur.
En cas d'utilisation de plusieurs transformateurs, on ne réalise pas de boucle si tous les transformateurs sont situés dans un même poste.
La configuration en boucle fermée n'est pas prise en compte.

Pour chacune des différentes configurations possibles, la **figure D10** ci-contre indique quelles sont les valeurs typiques des caractéristiques d'installation.

	Configuration		
Caractéristique à considérer	**Antenne**	**Boucle ouverte 1 poste MT**	**Boucle ouverte 2 postes MT**
Configuration du site	Quelconque < 25000 m²	Bâtiment à un seul niveau ou plusieurs bâtiments ⩽ 25000 m²	Plusieurs bâtiments ⩾ 25000m²
Maintenabilité	Minimale ou standard	Renforcée	Renforcée
Puissance totale	Quelconque	> 1250 kVA	> 2500 kVA
Sensibilité des circuits / coupures	Coupure longue acceptable	Coupure brève acceptable	Coupure brève acceptable

Fig. D10 : Valeurs typiques des caractéristiques d'installation

Autre configuration exceptionnelle : alimentation par 2 postes MT et raccordement des transformateurs à chacun des 2 postes ("double attache MT").

6.3 Nombre et répartition des postes de transformation MT - BT

Caractéristiques à considérer :

- surface du bâtiment ou du site,
- puissance totale des charges installées, (à comparer aux puissances standardisées de transformateurs),
- uniformité d'installation des charges.

Guide de choix

La configuration de base préférentielle comprend un poste unique.

Facteurs contribuant à augmenter le nombre de postes (> 1) :

- surface étendue (> 25000 m²),
- configuration du site : plusieurs bâtiments,
- puissance totale > 2500 kVA,
- sensibilité aux coupures (besoin de redondance en cas d'incendie).

	Configuration		
Caractéristique à considérer	**1 poste N transformateurs**	**N postes N transformateurs** (postes identiques)	**N postes M transformateurs** (puissances différentes)
Configuration du bâtiment	< 25000 m²	⩾ 25000 m² 1 bâtiment à plusieurs étages	⩾ 25000 m² plusieurs bâtiments
Puissance totale	< 2500 kVA	⩾ 2500 kVA	⩾ 2500 kVA
Uniformité d'installation des charges	Charges localisées	Charges uniformément réparties	Répartition intermédiaire

Fig. D11 : Caractéristiques typiques des différentes configurations

6.4 Nombre de transformateurs MT/BT

Caractéristiques à considérer :

■ surface du bâtiment ou du site,
■ puissance totale des charges installées,
■ sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation,
■ sensibilité des circuits aux perturbations,
■ évolutivité de l'installation.

Guide de choix

La configuration de base préférentielle comprend un transformateur unique fournissant la puissance totale des charges installées.

Facteurs contribuant à augmenter le nombre de transformateurs (> 1), de puissances égales de préférence :

■ puissance totale installée élevée (> 1250 kVA : limite pratique de puissance unitaire (standardisation, facilité de remplacement, encombrement, …) ;

■ surface étendue (> 5000 m^2) : la mise en place de plusieurs transformateurs au plus près de charges réparties permet de réduire les longueurs de canalisations BT ;

■ besoin de redondance :

□ partielle : marche dégradée possible en cas de défaillance d'un transformateur,
□ totale : fonctionnement normal assuré en cas de défaillance d'un transformateur ;

■ séparation de charges sensibles et perturbatrices (exemples : informatique, moteurs).

6.5 Générateur de secours en MT

Caractéristiques à considérer :

■ activité du site,
■ puissance totale des charges installées,
■ sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation,
■ disponibilité du réseau de distribution publique,
■ autres contraintes.

Guide de choix

La configuration de base préférentielle ne comprend pas de générateur en MT.

Facteurs contribuant à l'installation d'un générateur en MT :

■ activité du site : process avec co-génération, optimisation de la facture énergétique,

■ disponibilité du réseau de distribution publique : faible.

L'installation d'un générateur de secours peut également être effectuée au niveau BT. Voir § 7.3.

7 Choix des détails d'architecture

Il s'agit de la deuxième étape de conception de l'installation électrique. Au cours de cette étape sont effectués les choix suivants :

- implantation,
- distribution centralisée ou décentralisée,
- présence de générateurs de secours,
- présence d'Alimentations Sans Interruption,
- configuration des circuits BT,
- combinaisons d'architectures.

7.1 Implantation topologique

Définition

Position des principaux équipements MT et BT sur le site ou dans le bâtiment.

Généralités

Ce choix d'implantation est appliqué aux résultats de l'étape 1 et aux différents circuits à l'étape 2.

Guide de choix

- placer les sources d'alimentation au plus près du barycentre des récepteurs consommateurs d'énergie,
- réduire les contraintes d'ambiance : construction d'un local dédié si l'implantation dans l'atelier est trop contraignante (température, vibrations, poussière, …),
- placer les équipements lourds (transformateurs, générateurs, …) à proximité des façades ou des issues principales pour faciliter la maintenance.

Un exemple de plan est donné dans l'illustration suivante (cf. **Fig. D12**) :

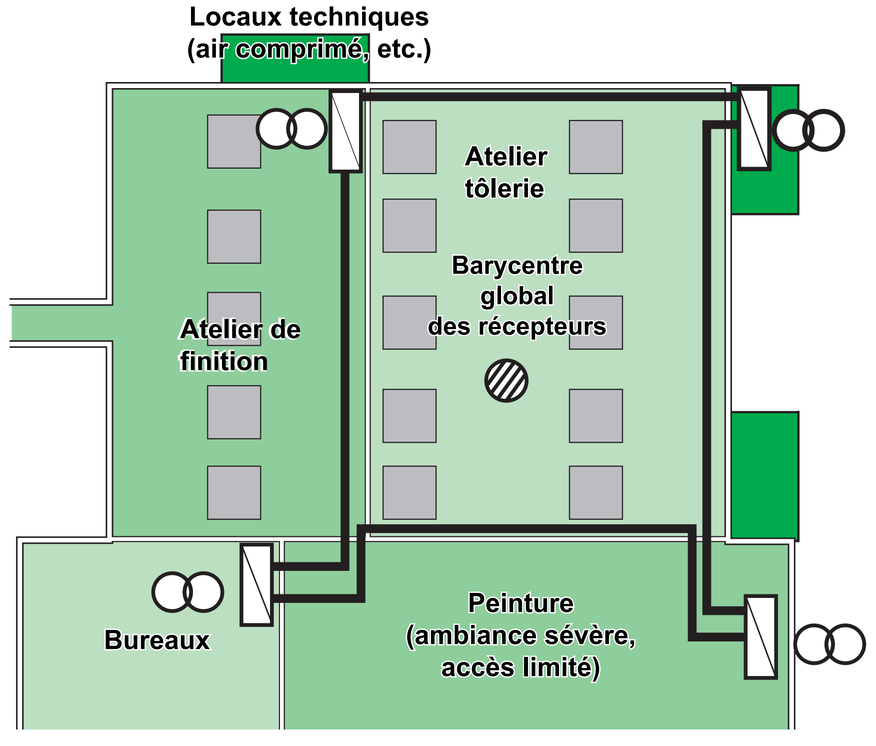


Fig. D12 : La position du barycentre global des récepteurs permet d'orienter le placement des sources

7.2 Distribution centralisée ou décentralisée

Définitions

■ Distribution centralisée
les récepteurs sont raccordés aux sources par un câblage en étoile (cf. **Fig. D13**).

■ Distribution décentralisée
les récepteurs sont raccordés aux sources par un bus d'énergie (cf. **Fig. D14**).

Généralités

■ Les câbles sont bien adaptés à la distribution centralisée, par des liaisons point à point (distribution radiale, en étoile) :

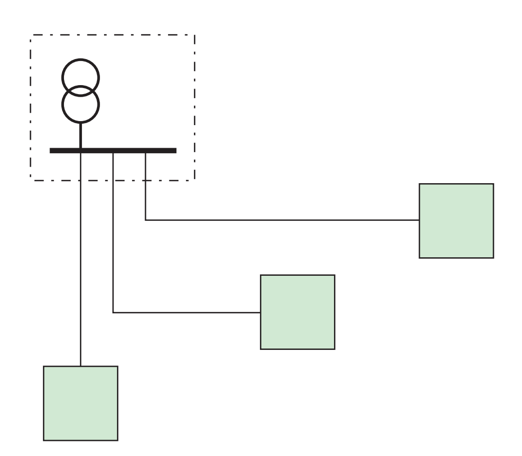


Fig. D13 : Exemple de distribution centralisée avec liaisons point à point

■ Les CEP sont bien adaptées à la distribution décentralisée, pour l'alimentation de charges nombreuses et réparties, apportant une facilité de modification, de déplacement ou d'adjonction de raccordement :

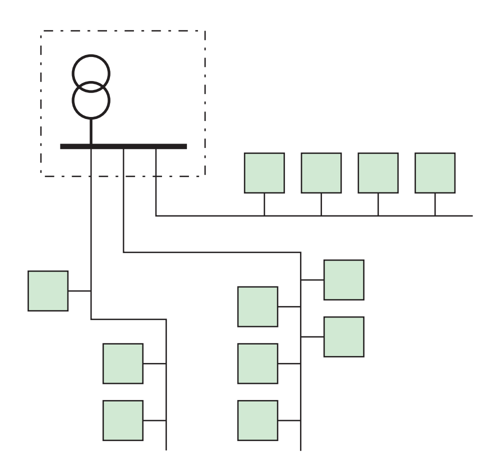


Fig. D14 : Exemple de distribution décentralisée, avec liaisons par CEP

Guide de choix

Facteurs en faveur de la distribution centralisée (cf. **Fig. D15** page suivante) :
■ évolutivité d'installation : faible,
■ uniformité d'installation : charges localisées de forte puissance unitaire, hétérogènes.

Facteurs en faveur de la distribution décentralisée :
■ évolutivité d'installation : élevée (déplacement de postes de travail, …),
■ uniformité d'installation : charges uniformément réparties de faible puissance unitaire et homogènes.

	Uniformité d'installation des charges		
Evolutivité	**Localisées**	**Répartition intermédiaire**	**Uniformément réparties**
Pas d'évolutivité	Centralisée	Centralisée	Décentralisée
Evolutivité de conception	Centralisée	Centralisée	Décentralisée
Evolutivité d'installation	Centralisée	Décentralisée	Décentralisée
Flexibilité d'exploitation	Centralisée	Décentralisée	Décentralisée

Fig. D15 : Recommandations pour la distribution centralisée ou décentralisée

L'alimentation par câbles assure une plus grande indépendance des circuits (éclairage, prises de courant, HVAC, force motrice, auxiliaires, sécurité, …), réduisant les conséquences d'un défaut du point de vue de la disponibilité de l'énergie.

L'utilisation de CEP permet la mutualisation des circuits d'alimentation des charges et un gain sur les conducteurs en tirant parti d'un coefficient de simultanéité.
Le choix entre câble et CEP permet, en fonction du coefficient de simultanéité, de trouver un optimum économique entre les coûts d'investissement et de montage, et les coûts d'exploitation.

7.3 Présence de générateurs de secours (cf. **Fig. D16**)

Généralités

On considère ici les générateurs de secours en BT seulement.

L'énergie électrique fournie par un générateur de secours est produite par un alternateur, entraîné par un moteur thermique.

Aucune énergie ne peut être produite tant que le générateur n'a pas atteint sa vitesse nominale. Ce type de dispositif ne convient donc pas pour une alimentation sans coupure.

Suivant la capacité du générateur à alimenter l'ensemble ou une partie de l'installation, il y a redondance totale ou partielle.

Un générateur de secours fonctionne généralement déconnecté du réseau. Un système de permutation de sources est donc nécessaire.

Le générateur peut fonctionner en permanence ou par intermittence. Son autonomie est fonction de la quantité de carburant disponible.

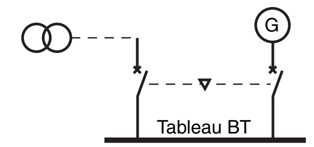


Fig. D16 : Raccordement d'un générateur de secours

Caractéristiques à considérer :

- sensibilité des charges aux coupures d'alimentation,
- disponibilité du réseau de distribution publique,
- autres contraintes (exemple : générateurs obligatoires dans les hôpitaux ou IGH).

Remarque : la présence de générateurs peut être motivée par la réduction de la facture énergétique ou l'opportunité de co-génération. Ces deux aspects ne sont pas pris en compte dans ce guide.

Guide de choix

- La présence d'un générateur de secours est impérative si les charges ne peuvent pas être délestées pour une durée indéfinie (coupure longue acceptable seulement) ou si la disponibilité du réseau du Distributeur est faible.
- La détermination du nombre de groupes de secours répond aux mêmes critères que la détermination du nombre de transformateurs (voir 6.3), ainsi qu'à des considérations économiques et de disponibilité (redondance, fiabilité de démarrage, facilité de maintenance).

7.4 Présence d'Alimentation Sans Interruption (ASI)

Généralités

L'énergie électrique d'une ASI est fournie à partir d'un dispositif de stockage : batterie d'accumulateurs ou volant d'inertie. Ce système permet d'éviter toute coupure d'alimentation. L'autonomie du système est limitée : de quelques minutes à quelques heures.
La présence simultanée d'un générateur de secours et d'une alimentation sans interruption permet d'alimenter en permanence des charges pour lesquelles aucune coupure n'est acceptable (cf. **Fig. D17**). L'autonomie de la batterie ou du volant d'inertie doit être compatible avec le temps maximum de démarrage et de prise de charge du générateur.
Une ASI permet également d'alimenter des charges sensibles aux perturbations (génération d'une tension "propre" indépendante du réseau).

Caractéristiques à considérer :

■ sensibilité des charges aux coupures d'alimentation,
■ sensibilité des charges aux perturbations.

Guide de choix

■ La présence d'une ASI est impérative si et seulement si aucune coupure n'est acceptable.

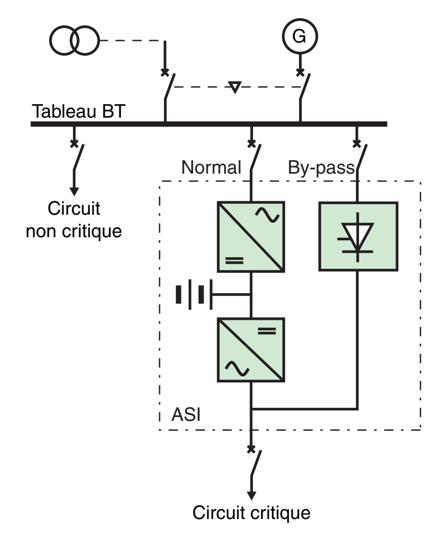


Fig. D17 : Exemple de raccordement d'une ASI

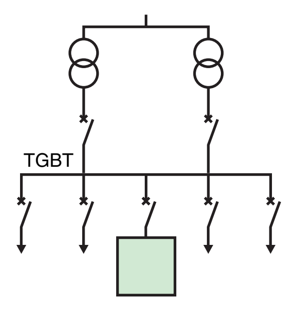


Fig. D18 : Configuration radiale en antenne

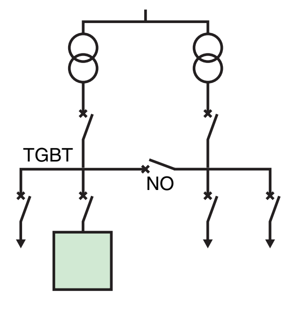


Fig. D19 : Configuration en dipôle

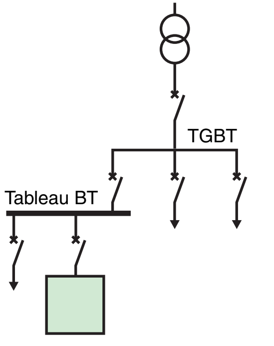


Fig. D20 : Dipôle avec deux TGBT et liaison NO

Fig. D21 : Tableau délestable

7.5 Configuration des circuits BT

Différentes configurations possibles

■ Configuration radiale en antenne (cf. **Fig. D18**)
Il s'agit de la configuration de référence, la plus simple. Une charge n'est reliée qu'à une seule source. Cette configuration assure le niveau minimal de disponibilité, puisqu'il n'existe pas de redondance en cas de défaillance de la source d'alimentation.

■ Configuration en dipôle (cf. **Fig. D19**)
L'alimentation est assurée par 2 transformateurs, reliés à la même ligne MT. Lorsque les transformateurs sont proches, ils sont généralement raccordés en parallèle au même TGBT.

■ Variante : dipôle avec deux TGBT (cf. **Fig. D20**)
Afin d'augmenter la disponibilité en cas de défaut sur le jeux de barres ou autoriser la maintenance sur l'un des transformateurs, il est possible de scinder le TGBT en 2 parties, avec liaison normalement ouverte (NO).
Cette configuration nécessite généralement un automatisme de basculement (Automatic Transfer Switch, ATS).

■ Tableau délestable (simple attache déconnectable) (cf. **Fig. D21**)
Un ensemble de circuits délestables peuvent être raccordés à un tableau dédié. La connexion au TGBT est interrompue en cas de nécessité (surcharge, fonctionnement sur générateur, …).

Fig. D22 : Tableaux interconnectés

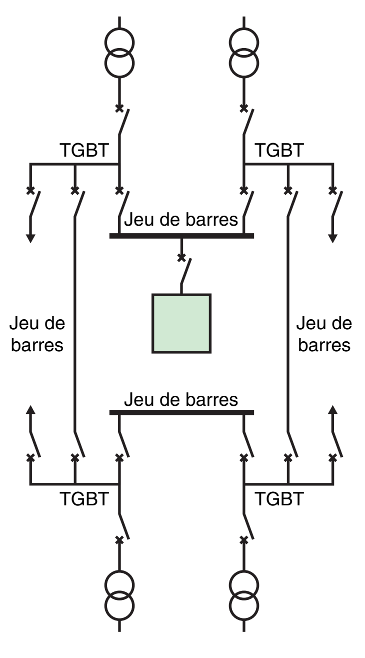


Fig. D23 : Configuration en boucle

- Tableaux interconnectés (cf. **Fig. D22**)

Si les transformateurs sont physiquement éloignés, ils peuvent être connectés par l'intermédiaire d'une canalisation de puissance (jeu de barres).
Une charge critique peut être alimentée par l'un ou l'autre des transformateurs.
La disponibilité de l'énergie est donc améliorée, puisque la charge peut toujours être alimentée en cas de défaillance de l'une des sources.

La redondance peut être :
- Totale : chaque transformateur étant capable d'alimenter l'ensemble de l'installation,
- Partielle : chaque transformateur ne pouvant alimenter qu'une partie de l'installation. Dans ce cas, une partie des charges doit être déconnectée (délestage) en cas de défaillance de l'un des transformateurs.

- Configuration en boucle (cf. **Fig. D23**)

Cette configuration peut être considérée comme une extension de la configuration avec interconnexion entre tableaux. Typiquement, 4 transformateurs connectés par la même ligne MT alimentent une boucle réalisée à l'aide de canalisations préfabriquées. Une charge donnée est donc alimentée par plusieurs transformateurs mutualisées.
Cette configuration est bien adaptée aux installations étendues, avec une forte densité de charge (en kVA/m^2).
Si l'ensemble des charges peut être alimenté par 3 transformateurs, il y a redondance totale en cas de défaillance de l'un des transformateurs. En effet, chaque busbar peut être alimenté par l'une ou l'autre de ses extrémités. Sinon, un fonctionnement en marche dégradée doit être envisagé (avec délestage partiel).
Cette configuration nécessite une étude particulière du plan de protection pour assurer la sélectivité dans toutes les circonstances de défaut.

- Alimentation par double attache (cf. **Fig. D24**)

Cette configuration est mise en œuvre dans les cas où une disponibilité maximale est requise.

Le principe consiste à disposer de 2 sources indépendantes, par exemple :
- 2 transformateurs alimentés par des lignes MT différentes,
- 1 transformateur et 1 générateur,
- 1 transformateur et 1 ASI.

Un inverseur de source ou un "automatic transfer switch" (ATS) est utilisé pour éviter la mise en parallèle des sources.
Cette configuration permet de faire la maintenance préventive et curative de l'ensemble de la distribution électrique en amont sans interrompre l'alimentation.

- Combinaisons de configurations (cf. **Fig. D25**)

Une installation peut être constituée de plusieurs sous-ensembles dont les configurations sont différentes, suivant les besoins de disponibilité des différents types de charge.
Exemples :
- groupe de secours et ASI,
- choix par secteurs : secteurs alimentés par câbles et d'autres par CEP.

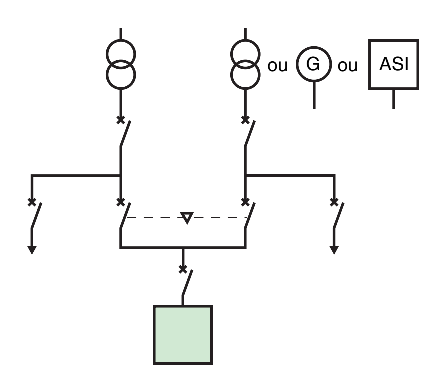


Fig. D24 : Configuration à double attache avec inverseur de source

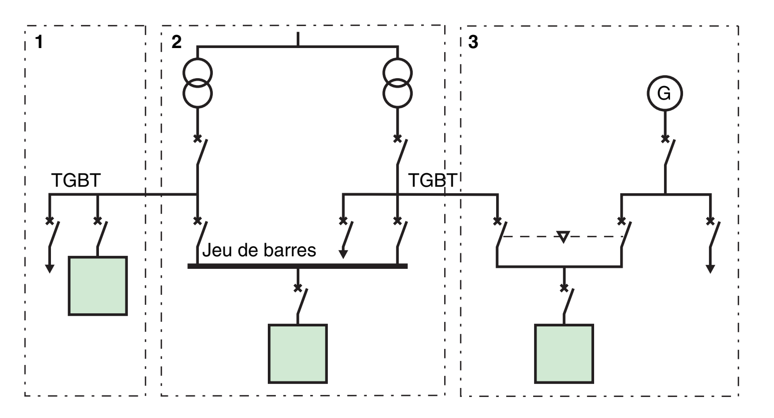


Fig. D25 : Exemple de combinaison de configurations
1 : Antenne, 2 : Interconnexion entre tableaux, 3 : Double attache

Guide de choix

Valeurs typiques des caractéristiques pour chacune des différentes configurations possibles.

Caractéristique à considérer	Configuration					
	Radiale	**Dipôle**	**Tableau délestable**	**Tableaux interconnectés**	**Boucle**	**Double attache**
Configuration du site	Quelconque	Quelconque	Quelconque	1 niveau 5 à 25000 m²	1 niveau 5 à 25000 m²	Quelconque
Latitude de positionnement	Quelconque	Quelconque	Quelconque	Moyenne ou élevée	Moyenne ou élevée	Quelconque
Maintenabilité	Minimale	Standard	Minimale	Standard	Standard	Renforcée
Puissance	< 2500 kVA	Quelconque	Quelconque	⩾ 1250 kVA	> 2500 kVA	Quelconque
Uniformité d'installation	Charges localisées	Charges localisées	Charges localisées	Répartition intermédiaire ou charges uniformément réparties	Charges uniformément réparties	Charges localisées
Sensibilité aux coupures	Coupures longues acceptables	Coupures longues acceptables	Délestable	Coupures longues acceptables	Coupures longues acceptables	Coupures brèves ou aucune coupure
Sensibilité aux perturbations	Faible	Haute	Faible	Haute	Haute	Haute
Autres contraintes	/	/	/	/	/	Charges double attache

8 Choix de solutions technologiques

Le choix des solutions technologiques constitue l'étape 3 de la conception de l'installation électrique. L'objectif de cette étape est la sélection d'équipements dans les catalogues des constructeurs, en indiquant les principaux avantages apportés.
Le choix des solutions technologiques découle du choix d'architecture, ce qui réduit naturellement les possibilités.

Liste des solutions technologiques à considérer :

- poste MT/BT,
- tableaux MT,
- transformateurs,
- tableaux BT,
- CEP,
- onduleurs,
- équipements de compensation d'énergie réactive et filtrage.

Critères à considérer :

- ambiance, environnement,
- indice de service,
- disponibilité d'offre par pays,
- exigence des Distributeurs d'Energie,
- choix d'architecture effectués en amont.

Guide de choix

Le choix de matériel est essentiellement lié à la disponibilité d'offre par pays.
Ce critère prend en compte la disponibilité de certaines gammes de matériel ou de support technique local.
Se reporter aux catalogues et guides de choix disponibles par pays.

9 Recommandations pour optimiser une architecture

Comment faire évoluer l'architecture pour améliorer les critères d'évaluation (cités au § 5) ?

9.1 Temps de chantier

Pour être compatible avec un temps de chantier "privilégié" ou "critique", il convient de limiter les aléas en appliquant les recommandations suivantes :

- utiliser des solutions éprouvées et des équipements validés et testés par les constructeurs (tableau "fonctionnel" ou "constructeur" en fonction de la criticité de l'application),
- préférer la mise en œuvre d'équipements pour lesquels il existe un réseau de distribution fiable et pour lesquels il est possible de bénéficier d'un support localement (fournisseur bien implanté),
- favoriser l'utilisation d'équipements préfabriqués (poste MT/BT, CEP), permettant de limiter le volume des opérations sur site,
- limiter la variété d'équipements à mettre en œuvre (par exemple la puissance des transformateurs),
- éviter de mixer des matériels de constructeurs différents.

9.2 Impact environnemental

L'optimisation du bilan environnemental d'une installation consiste à réduire :

- les pertes Joule en charge et les pertes à vide au cours du fonctionnement de l'installation,
- globalement la masse de matériaux utilisés pour réaliser l'installation.

Pris de manière disjointe et raisonnés au niveau d'un seul équipement, ces deux objectifs pourraient sembler contradictoires. Toutefois, appliqués à l'ensemble de l'installation, il est possible de concevoir l'architecture pour contribuer aux deux objectifs. L'installation optimale ne sera donc pas la somme des équipements optimaux pris séparément, mais le résultat d'une optimisation de l'installation globale.

La figure suivante donne un exemple de contributions par famille d'équipements au poids et à la dissipation d'énergie pour une installation de 3500 kVA répartie sur 10000 m^2.

- L'installation fonctionne à 50% de charge en moyenne, avec un facteur de puissance de 0,8.
- Le site fonctionne 6500 heures par an : 3 shifts + une activité réduite pendant les week-ends et les nuits ainsi qu'un arrêt complet de 1 mois par an pour la maintenance du site et les congés des employés.
- La puissance consommée est de 9,1 GWh.
- La puissance réactive est de 6,8 GVARh. Cette puissance réactive est facturée en plus de la puissance consommée, en suivant les règles locales qui régissent la fourniture d'énergie.

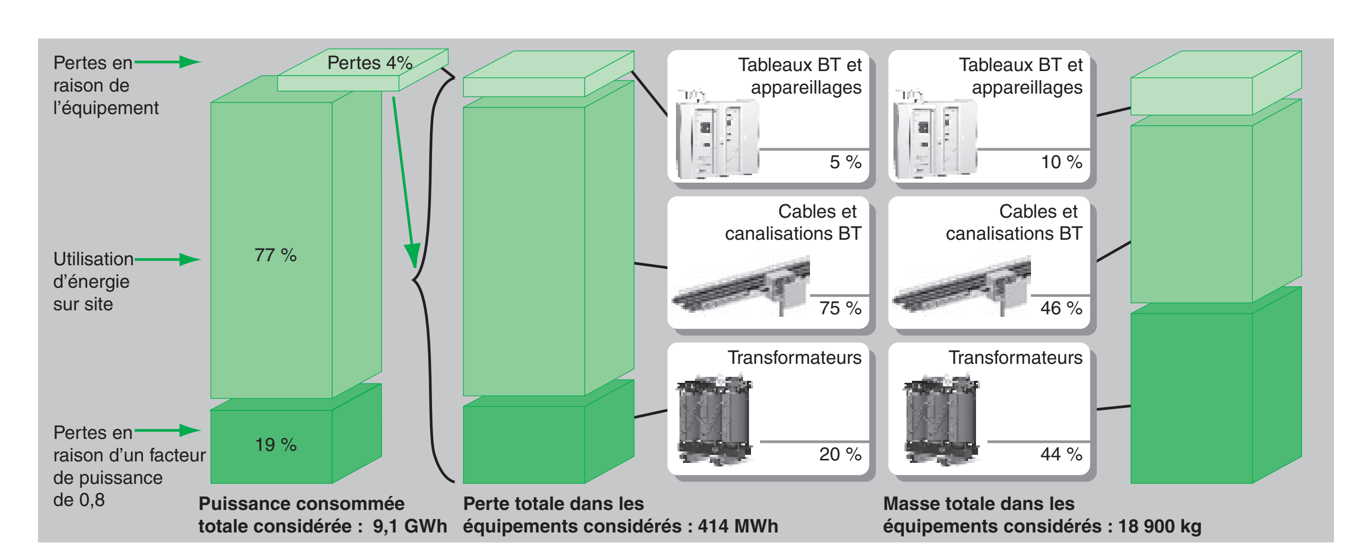


Fig. D26 : Exemple de répartition de pertes et de poids de matière par familles d'équipements

Ces données permettent de mieux comprendre et de prioriser les consommations d'énergie et les facteurs de coûts.

- Le tout premier facteur de la consommation d'energie est ..l'usage que l'on fait de cette énergie. Cela peut être optimisé en mesurant et en analysant les consommations des charges
- Le second facteur est l'énergie réactive. Elle apporte une charge complémentaire sur le réseau et alourdi la facture d'energie. Le niveau d'énergie réactive peut être optimisé en mettant en place des solutions de compensation d'energie.
- C'est le cablage qui est le troisième facteur. Les pertes peuvent être réduite par une organisation et un design optimisé du site et par l'utilisation de canalisations électriques préfabriquées
- Les transformateurs MT et BT représentent le quatrième facteur, environ 1% des pertes
- Les tableaux MT et BT arrivent en dernier avec environ 0,25% des pertes

De manière générale, les câbles et canalisations BT ainsi que les transformateurs MT/BT sont les principaux contributeurs en terme de perte d'exploitation et de masse de matériaux utilisés.

L'optimisation environnementale de l'installation par l'architecture va donc consister à :

- réduire les longueurs de circuits BT dans l'installation,
- mutualiser les circuits BT quand cela est possible pour tirer partie du coefficient de simultanéité.

Objectifs	Moyens
Réduire les longueurs de circuits BT	Placer les sous-stations MT/BT le plus proche possible du barycentre de l'ensemble des charges BT à alimenter, en envisageant les différentes possibilités (1 ou plusieurs sous-stations)
Mutualiser les circuits BT	Lorsque le coefficient de simultanéité d'un groupe de charges à alimenter est inférieur à 0,7, la mutualisation des circuits permet de limiter le volume de conducteurs alimentant ces charges. Concrètement cela consiste à: ■ mettre en place des tableaux divisionnaires au plus près des barycentres des groupes de charges si elles sont localisées, ■ mettre en place des CEP, au plus près des barycentres des groupes de charges si elles sont réparties. La recherche de l'optimal peut conduire à envisager plusieurs scénarios de mutualisation. Dans tous les cas, la diminution de la distance entre le barycentre d'un groupe de charges et l'équipement qui les alimente permet de diminuer les impacts environnementaux.

Fig. D27 : Optimisation environnementale : objectifs et moyens

On montre à titre d'exemple sur la **figure D28** l'impact de la mutualisation des circuits sur la diminution de la distance entre le barycentre des charges d'une installation et celui des sources considérées (TGBT dont la position est imposée). Cet exemple concerne une usine d'embouteillage d'eau minérale pour laquelle :

- la position des équipements électriques (TGBT) est imposée dans des locaux hors zone de process pour des raisons d'accessibilité et de contrainte d'ambiance,
- la puissance installée est l'ordre de 4 MVA.

Dans la première solution les circuits sont répartis par zone géographique.
Dans la seconde solution les circuits sont répartis par fonctions dans le process ou dans le bâtiment.

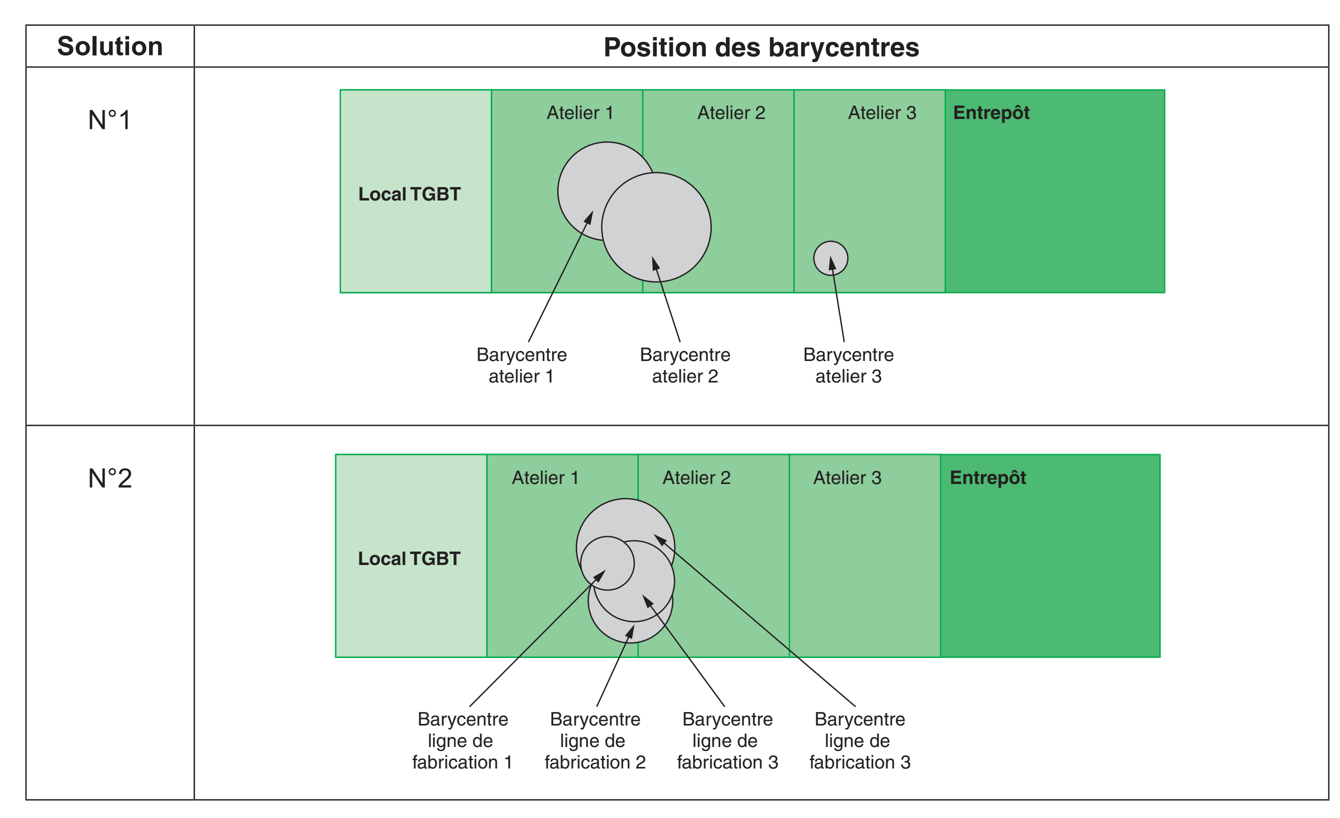


Fig. D28 : Exemple de positionnement de barycentres

Sans modifier l'implantation des équipements électriques, la seconde solution permet un gain de l'ordre de 15 % sur la masse de câbles BT à installer (gain sur les longueurs) et une meilleure homogénéité des puissances des transformateurs.

En complément des optimisations réalisées au niveau de l'architecture, les points suivants contribuent également à l'optimisation :

- la mise en place de compensation d'énergie réactive BT pour limiter les pertes dans les transformateurs et les circuits BT si cette compensation est répartie,
- l'utilisation de transformateurs à faibles pertes,
- l'utilisation de canalisations BT en aluminium quand cela est possible, car les ressources naturelles dans ce métal sont plus importantes.

9.3 Volume de maintenance préventive

Recommandations pour réduire le volume de maintenance préventive :

- utiliser les mêmes recommandations que pour la réduction du temps de chantier,
- concentrer les travaux de maintenance sur les circuits critiques,
- uniformiser les choix d'équipements,
- utiliser des équipements conçus pour des ambiances sévères (et nécessitant moins de maintenance).

9.4 Disponibilité de l'alimentation électrique

Recommandations pour améliorer la disponibilité de l'alimentation électrique :
- réduire le nombre de départs par tableau, afin de limiter les effets d'un éventuel défaut dans un tableau,
- répartir les circuits en fonction des besoins de disponibilité,
- utiliser des équipements en adéquation avec les besoins (voir Indices de Service, § 4.2),
- suivre les guides de choix proposés aux étapes 1 & 2.

Recommandations pour passer d'un niveau de disponibilité au niveau supérieur :
- passer d'une configuration radiale en antenne à une configuration en dipôle,
- passer d'une configuration en dipôle à une configuration à double attache,
- passer d'une configuration double attache à une configuration avec ASI et STS (sans coupure),
- augmenter le niveau de maintenance (diminution du temps de réparation MTTR, augmentation du temps de bon fonctionnement MTBF).

10 Annexe : exemples d'installation

10.1 Exemple 1 : imprimerie

Description succinte

Impression de mailing personnalisé destiné à la vente par correspondance.

Caractéristiques et critères de choix

Caractéristiques définissant le principe de distribution

Caractéristique	Catégorie
Type d'activité du site	Mécanique
Configuration du site	Bâtiment à un seul étage, 10000 m² (8000 m² dédiés au process, 2000 m² pour zones annexes)
Latitude de positionnement	Elevée
Disponibilité du réseau public	Standard
Maintenabilité	Standard
Evolutivité de l'installation	■ Pas d'évolution envisagée : □ HVAC □ utilités du process □ alimentation des bureaux ■ Evolutions possibles : □ finition, mise en enveloppe □ machines spéciales, installation ultérieure □ machines rotatives (incertitude au stade APS)
Puissance totale des charges installées	3500 kVA
Uniformité d'installation des charges	Répartition intermédiaire
Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation	■ Circuits délestables : □ bureaux (hors prises alimentation PC) □ climatisation, chauffage des bureaux □ locaux sociaux □ local maintenance ■ coupure longue acceptable : □ machines d'imprimerie □ HVAC atelier (régulation hygrométrique) □ Finition, mise en enveloppe □ Utilités du process (compresseur, recyclage d'eau glacée) ■ Aucune coupure acceptable : □ serveurs, PC bureaux
Sensibilité des circuits aux perturbations	■ Sensibilité moyenne : □ moteurs, éclairage ■ Sensibilité élevée : □ informatique Pas de précaution particulière à prendre du fait du raccordement au réseau EdF (niveau de perturbations faible)
Pouvoir perturbateur	Non perturbateur
Autres contraintes	■ Bâtiment avec classification foudre : installation de parafoudres ■ alimentation par ligne aérienne en antenne

Caractéristiques de choix de solutions technologiques

Critère	Catégorie
Ambiance, environnement	■ IP: standard (pas de poussière, pas de projections d'eau) ■ IK: standard (utilisation de vides de construction, local dédié) ■ °C : standard (régulation de température)
Indice de service	211
Disponibilité d'offre par pays	Sans réserve (projet réalisé en France)
Autres critères	RAS

Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet

Critère	Catégorie
Temps de chantier	Secondaire
Impact environnemental	Minimal : respect des règlements au standard Europe
Coût de maintenance préventive	Standard
Disponibilité d'alimentation	Niveau I

Etape 1 : principe de distribution (cf. **Fig. D29**)

Choix effectué en fonction des paramètres du premier tableau page D31.

Choix	Critère prépondérant	Solution
Raccordement au réseau du distributeur	Site isolé	Simple dérivation
Circuits MT	Implantation + criticité	Antenne
Nombre de transformateurs	Puissance > 2500 kVA	2 x 2000 kVA
Nombre et répartition des postes	Surface et répartition de puissance	2 solutions possibles : 1 poste ou 2 postes ■ si 1 poste : liaison NO entre TGBT ■ si 2 postes : tableaux interconnectés
Générateur MT	Activité du site	Non

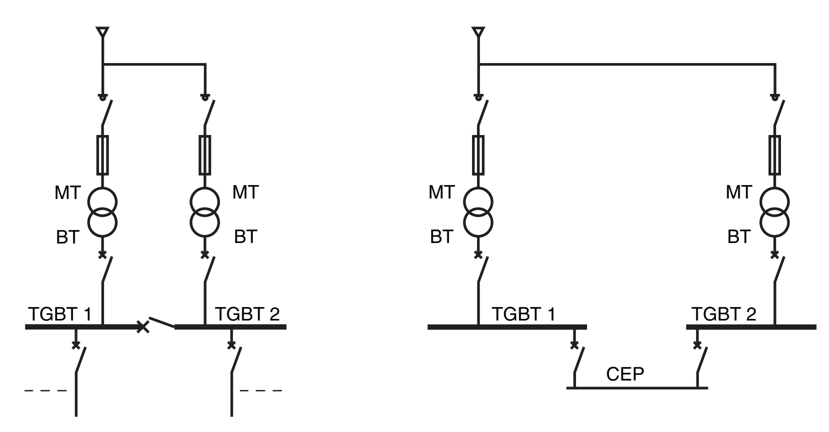


Fig. D29 : Deux possibilités de schéma unifilaire de principe

Etape 2 : adaptation du principe au projet (cf. **Fig. D30**)

Solution "1 poste"

Choix	Critère prépondérant	Solution
Implantation topologique	Contrainte ambiance	Local dédié
Distribution centralisée ou décentralisée	Charges homogènes, puissance répartie, possibilités d'évolution Charges hétérogènes liaisons directes depuis TGBT	■ Décentralisée avec CEP : □ secteur finition, mise en enveloppe ■ Centralisée avec câbles : □ machines spéciales, machines rotatives, HVAC, Utilités du process, Bureaux (2 tableaux), Climatisation bureaux, Locaux sociaux, maintenance
Présence de générateur de secours	Criticité ≤ faible Disponibilité réseau : standard	Pas de générateur de secours
Présence d'ASI	Criticité	ASI pour serveurs et PC bureaux
Configuration des circuits BT	2 transfos, redondance partielle possible	■ Dipôle, variante 2 ½ TGBT + liaison NO (réduction du Icc par TGBT, pas de redondance process (≤ faible) ■ Circuit délestable pour charges non critiques

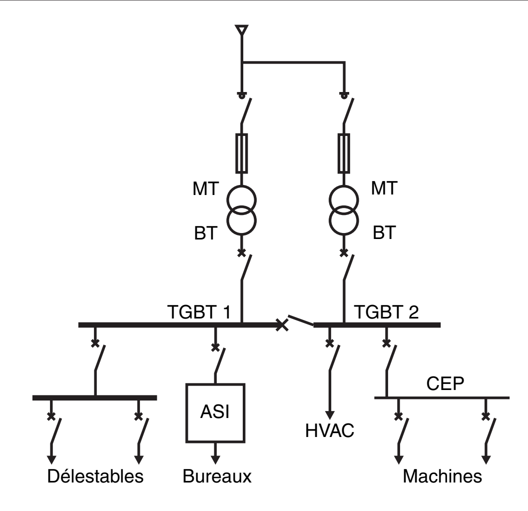


Fig. D30 : Schéma unifilaire détaillé (1 poste)

Choix de solutions technologiques

Choix	Critère prépondérant	Solution
Poste MT/BT	Ambiance, environnement	Intérieur (local dédié)
Tableau MT	Disponibilité d'offre par pays	SM6 (installation réalisée en France)
Transformateurs	Ambiance, environnement	Transformateur sec (évite les contraintes liées à l'huile)
Tableaux BT	Ambiance, IS	TGBT : Prisma Plus P Divisionnaires : Prisma Plus
CEP	Disponibilité d'offre par pays	Canalis KS
Onduleurs	Puissance des charges à alimenter, autonomie	Galaxy PW
Compensation d'énergie réactive	Puissance installée, présence d'harmoniques	BT, standard, automatique (Q moyen, facilité d'installation)

Solution "2 postes"

Idem sauf :
Circuit BT : 2 TGBT distants couplés par CEP.

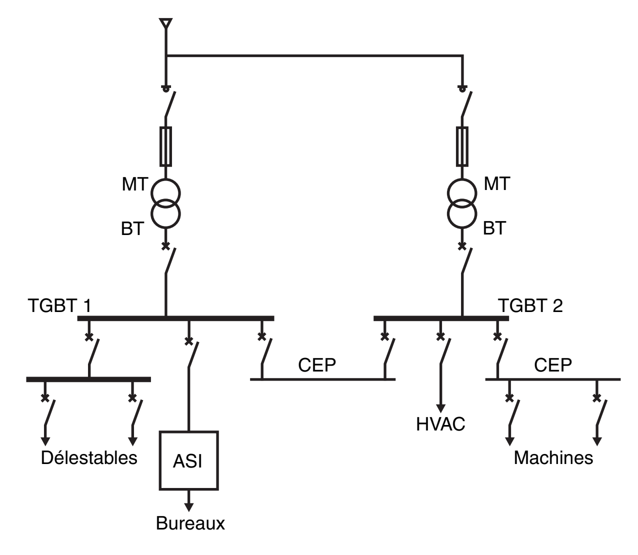


Fig. D31 : Schéma unifilaire détaillé (2 postes)

10.2 Exemple 2 : data center

Description succinte

Centre d'hébergement de fournisseurs Internet.

Caractéristiques et critères de choix

Caractéristiques définissant le principe de distribution

Caractéristique	Catégorie
Type d'activité du site	Bureaux sensibles (data center)
Configuration du site	Bâtiment 1 seul étage, 800 m^2
Latitude de positionnement	Faible
Disponibilité du réseau public	Renforcée
Maintenabilité	Renforcée
Evolutivité de l'installation	■ HVAC: pas d'évolution ■ Serveurs : ajout possible sans perturber le process
Puissance totale des charges installées	■ Critique : 650 kVA ■ HVAC : 250 kVA ■ Divers : 100 kVA
Uniformité d'installation des charges	Homogène
Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentations	■ Serveurs : aucune coupure ■ HVAC : coupure brève ■ Divers : délestable
Sensibilité des circuits aux perturbations	■ Serveurs : haute sensibilité ■ HVAC, divers : peu sensible
Pouvoir perturbateur	Non perturbateur
Autres contraintes	Serveurs raccordées par double attache

Critères de choix de solutions technologiques

Critère	Catégorie
Ambiance, environnement	■ IP : standard ■ IK : standard ■ °C : standard
Indice de service	3.3.3
Disponibilité d'offre par pays	Sans réserve (réalisé en France)
Autres critères	RAS

Critères de choix pour l'adaptation du principe au projet

Critère	Catégorie
Temps de chantier	Privilégié
Impact environnemental	Minimal
Coût de maintenance préventive	Spécifique
Disponibilité d'alimentation	Niveau 4 (tiers IV)

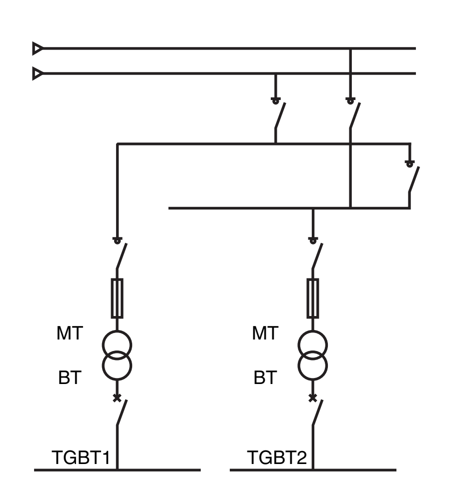


Fig. D32 : Schéma unifilaire de principe

Etape 1 : principe de distribution (cf. **Fig. D32**)

Choix effectué en fonction des paramètres du premier tableau ci-dessus.

Choix	Critère prépondérant	Solution
Raccordement au réseau du distributeur	Charges sensibles	Double dérivation ou mieux, si possible
Circuits MT	Charges double attache	Antenne 2 transfos
Nombre de transformateurs	Redondance	2 transformateurs 1 MVA
Nombre et répartition des postes	Configuration du site (800 m^2)	1 poste
Générateur MT	Puissance installée (1000 kVA)	Pas de générateur MT

Etape 2 : adaptation du principe au projet

Choix	Critère prépondérant	Solution
Implantation topologique	Barycentre	Alimentation par le bord, au milieu du bâtiment
Distribution centralisée ou décentralisée	Evolutivité, uniformité	Décentralisée avec CEP
Présence de générateur de secours	Temps de coupure acceptable	2 générateurs
Présence d'ASI	Charges critiques	ASI 2 x 1000 kVA, autonomie 10 minutes
Configuration des circuits BT	Besoin de redondance	Double attache

Choix de solutions technologiques

Choix	Critère prépondérant	Solution
Poste MT/BT	Indice de service	Poste préfabriqué
Tableau MT	Disponibilité par pays	SM6
Transformateurs	Ambiance	Trihal
Tableaux BT	Disponibilité pays, maintenabilité	TGBT : Okken débrochable THQ : Prisma+ déconnectable
CEP	Puissance	KN16
Onduleurs	Puissance	Galaxy 500
Compensation d'énergie réactive	Disponibilité pays, puissance	Batterie Rectimat2 standard automatique

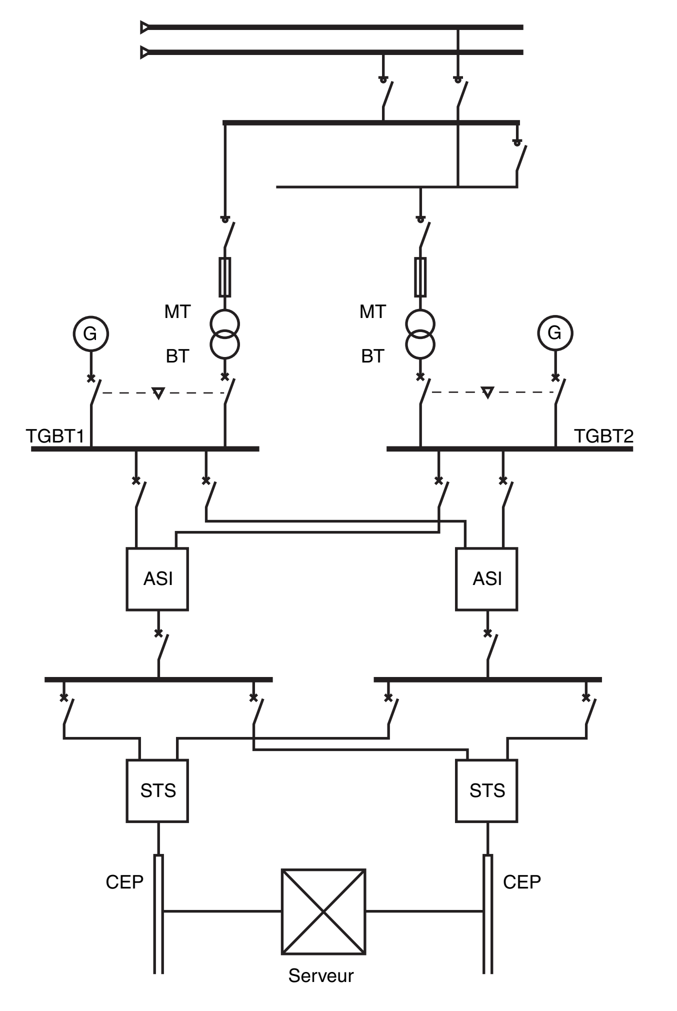


Fig. D33 : Schéma unifilaire détaillé pour alimentation des serveurs

10.3 Exemple 3 : hôpital

Description succinte

Clinique chirurgicale, avec opérations lourdes, programmées.

Caractéristiques et critères de choix

Caractéristiques définissant le principe de distribution

Caractéristique	Catégorie
Type d'activité du site	Bâtiment santé
Configuration du site	Bâtiment à plusieurs étages
Latitude de positionnement	Faible
Disponibilité du réseau public	Renforcée
Maintenabilité	Standard
Evolutivité de l'installation	Pas d'évolutivité
Puissance totale des charges installées	4100 kW
Uniformité d'installation des charges	Charges localisées
Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentations	■ délestables : groupes froid, machine à laver ■ coupures longues : cuisines, radiologie ■ coupures brèves : ascenseurs, traitement air ■ aucune coupure : blocs opératoires
Sensibilité des circuits aux perturbations	Haute sensibilité : blocs opératoires
Pouvoir perturbateur	Non perturbateur
Autres contraintes	Règlements spécifiques Hôpitaux, charges double attache

Critères de choix de solutions technologiques

Critère	Catégorie
Ambiance, environnement	Standard
Indice de service	3 3 3 (TGBT), 1 1 1 (Tableau IT médical)
Disponibilité d'offre par pays	Sans réserve
Autres critères	RAS

Critères de choix pour l'adaptation du principe au projet

Critère	Catégorie
Temps de chantier	Privilégié
Impact environnemental	Minimal
Coût de maintenance préventive	Renforcé
Disponibilité d'alimentation	Niveau IV pour blocs opératoires

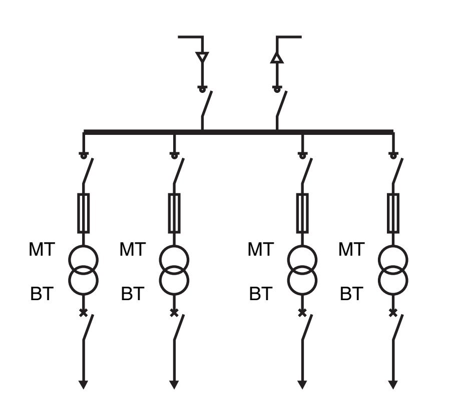


Fig. D34 : Schéma unifilaire de principe

Etape 1 : principe de distribution (cf. Fig. D34)

Choix effectué en fonction des paramètres du premier tableau ci-dessus.

Choix	Critère prépondérant	Solution
Raccordement au réseau du distributeur	Sensibilité aux coupures	Coupure d'artère
Circuits MT	Charges double attache	Antenne
Nombre de transformateurs	Redondance	4 x 800 kVA
Nombre et répartition des postes	Surface du bâtiment	1 poste 4 transfos
Générateur MT	Activité du site	Pas de générateur MT

Etape 2 : adaptation du principe au projet

Choix	Critère prépondérant	Solution
Implantation topologique	Barycentre	TGBT : au centre du bâtiment en sous-sol
	Ambiance	Générateur : poste extérieur
Distribution centralisée ou décentralisée	Evolutivité, uniformité	Distribution centralisée
Présence de générateur de secours	Temps de coupure acceptable	Générateurs : 3 x 1000 kVA
Présence d'ASI	Charges critiques	ASI : 3 x 160 kVA
Configuration des circuits BT	Besoin de redondance	■ Délestables : HVAC ■ Double attache : TGBT prioritaire, tableau HaHq médical + informatique

Choix de solutions technologiques

Choix	Critère prépondérant	Solution
Poste MT/BT	Indice de service	Poste préfabriqué pour intérieur
Tableau MT	Disponibilité par pays	SM6
Transformateurs	Ambiance	Trihal 800 kVA
Tableaux BT	Indice de service	Okken
CEP	/	/
Onduleurs	Puissance, redondance	Galaxy 500, 160 kVA
Compensation d'énergie réactive	Disponibilité pays, puissance	Fixe : 2 x 400 kvar

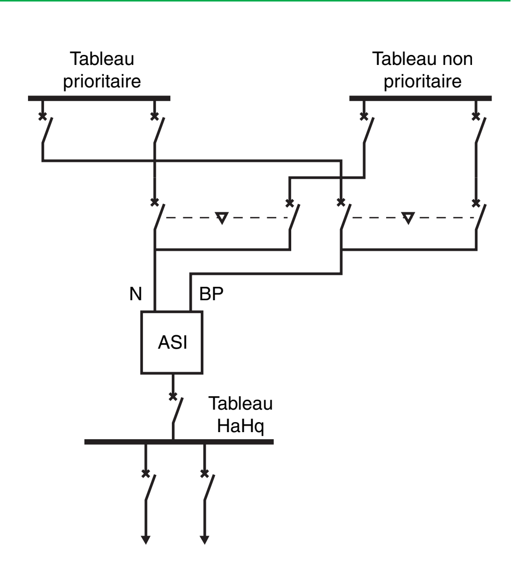


Fig. D35 : Schéma unifilaire : raccordement onduleur

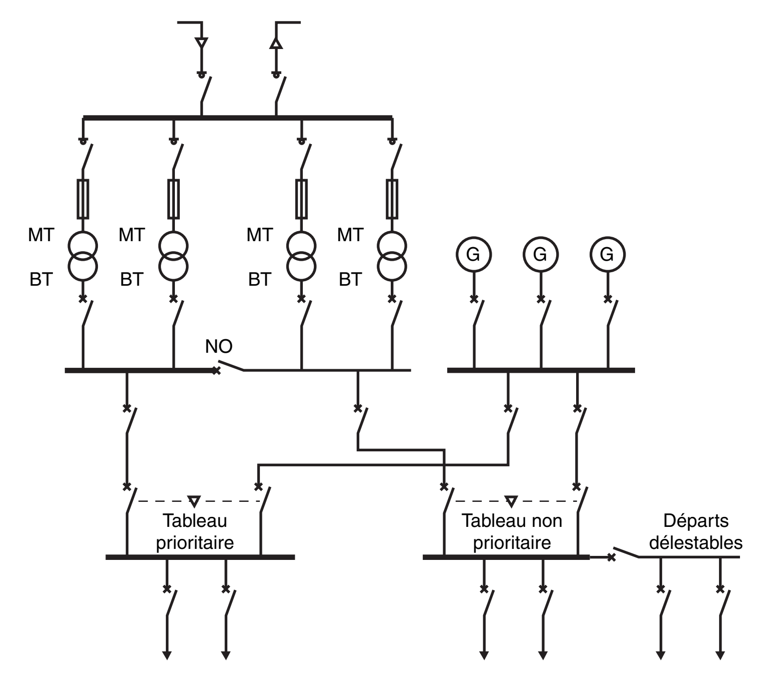


Fig. D36 : Schéma unifilaire détaillé amont



Chapitre E
La distribution BT

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Les schémas des liaisons à la terre

Le raccordement à la prise de terre des éléments conducteurs d'un bâtiment et des masses des appareils électriques contribuent à éviter l'apparition de toute tension dangereuse entre les parties simultanément accessibles.

1.1 Les liaisons à la terre

Définitions

La norme CEI 60364 définit de façon claire et précise les différents éléments mis en œuvre dans les liaisons à la terre.

En France, la norme NF C 15-100 et le décret sur la protection des travailleurs du 14 novembre 1988 définissent les éléments mis en œuvre dans les liaisons à la terre de façon claire et précise.

Voici extraits les principaux termes utiles. Les numéros renvoient à la représentation de ces éléments sur la **Figure E1.**

■ Prise de terre (1) : corps conducteur enterré, ou ensemble de corps conducteurs enterrés et interconnectés, assurant une liaison électrique avec la terre.

■ Terre : masse conductrice de la terre, dont le potentiel électrique en chaque point est considéré comme égal à zéro (référence théorique).

■ Prises de terre électriquement distinctes : prises de terre suffisamment éloignées les unes des autres pour que le courant maximal susceptible d'être écoulé par l'une d'elle ne modifie pas le potentiel des autres.

■ Résistance de terre ou résistance globale de mise à la terre : résistance entre la borne principale de terre (6) et la terre.

■ Conducteur de terre (2) : conducteur de protection reliant la borne principale de terre à la prise de terre.

■ Masse : partie conductrice d'un matériel électrique susceptible d'être touchée par une personne, qui n'est normalement pas sous tension mais peut le devenir en cas de défaut d'isolement des parties actives de ce matériel.

■ Conducteur de protection (3) : conducteur prescrit dans certaines mesures de protection contre les chocs électriques et destiné à relier électriquement certaines des parties suivantes :

□ masses,
□ éléments conducteurs,
□ borne principale de terre,
□ prise de terre,
□ point de mise à la terre de la source d'alimentation ou point neutre artificiel.

■ Élément conducteur (4) étranger à l'installation électrique (par abréviation, élément conducteur) : sont considérés notamment comme éléments conducteurs:

□ le sol ou les parois non isolantes, les charpentes ou armatures métalliques de la construction,
□ les canalisations métalliques diverses (eau, gaz, chauffage, air comprimé, etc.) et les matériels métalliques non électriques qui leur sont reliés.

■ Conducteur d'équipotentialité (5) : conducteur de protection assurant une liaison équipotentielle.

■ Borne principale ou barre principale de terre (6) : borne ou barre prévue pour la connexion aux dispositifs de mise à la terre de conducteurs de protection, y compris les conducteurs d'équipotentialité et éventuellement les conducteurs assurant une mise à la terre fonctionnelle.

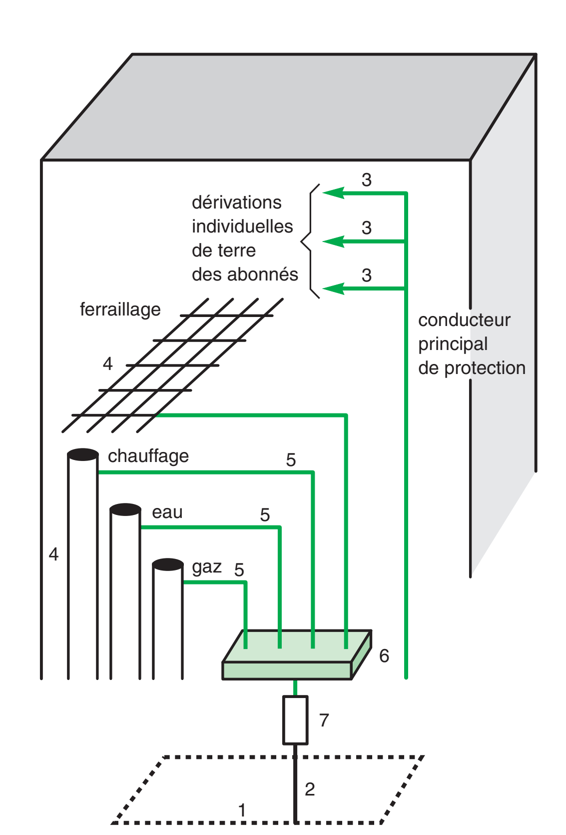


Fig. E1 : Dans cet exemple, un immeuble, la borne principale de terre (6) assure la liaison équipotentielle principale. La barrette de coupure (7) doit permettre de vérifier la valeur de la résistance de terre

Raccordements

La liaison équipotentielle principale

Elle est réalisée par des conducteurs de protection.
Ils permettent d'éviter que, par suite d'un défaut d'origine externe au bâtiment, une différence de potentiel n'apparaisse entre des éléments conducteurs dans le bâtiment.
Elle est reliée au conducteur principal de terre et doit être réalisée à proximité de la pénétration des conduits métalliques dans le bâtiment. Le raccordement des gaines métalliques des câbles de communication nécessite l'autorisation de leurs propriétaires.

La liaison équipotentielle supplémentaire

Elle est destinée à relier entre eux les masses et les éléments conducteurs simultanément accessibles lorsque les conditions de protection ne peuvent être respectées.

Raccordement des masses aux prises de terre

Les conducteurs de protection assurent ce raccordement et écoulent à la terre les courants de défaut.

Les composants (cf. **Fig. E2**)

La réalisation des liaisons à la terre de toutes les parties métalliques accessibles est très importante pour la protection contre les chocs électriques.

Composants à considérer : comme des masses	comme des éléments conducteurs
canalisations ■ conduits M (MRB - MSB) ■ câbles isolés au papier imprégné sous plomb nu ou sous plomb armé sans autre revêtement ■ conducteurs blindés à isolant minéral appareillage ■ châssis de débrochage appareils d'utilisation ■ parties métalliques extérieures des appareils de classe I	éléments utilisés dans la construction des bâtiments ■ métalliques ou en béton armé : □ charpente □ armature □ panneaux préfabriqués armés ■ revêtements des surfaces : □ sols et murs en béton armé sans autre revêtement □ carrelages □ revêtements métalliques □ parois métalliques
éléments non électriques ■ huisseries métalliques si elles servent au passage des canalisations avec des conduits MRB, MSB ■ objets métalliques : □ à proximité des conducteurs aériens ou jeux de barres □ au contact d'équipement électrique	éléments entrant dans l'environnement de la construction des bâtiments ■ canalisations métalliques de gaz, d'eau, de chauffage ■ les appareils non électriques qui y sont reliés (fours, cuves, réservoirs, radiateurs) ■ huisseries métalliques dans salle d'eau ■ papiers métallisés

Composants à ne pas considérer : comme des masses	comme des éléments conducteurs
■ conduits en matériau isolant ■ moulures en bois ou matière isolante ■ conducteurs et câbles ne comportant aucun revêtement métallique ■ les enveloppes isolantes extérieures des matériels électriques lorsqu'elles ne sont pas en contact avec un élément conducteur ■ tous les appareils de la classe II quel que soit le type d'enveloppe extérieure	■ parquets en bois ■ revêtements de sol en caoutchouc ou en linoléum ■ parois en plâtre sec ■ murs en briques ■ tapis et moquettes

Fig. E2 : Liste des masses et éléments conducteurs

Le choix d'un schéma des liaisons à la terre (ou régime de neutre) conditionne les mesures de protection des personnes contre les contacts indirects.

1.2 Définition des schémas des liaisons à la terre (SLT) normalisés

Les Schémas des Liaisons à la Terre - SLT - (ou régimes de neutre) caractérisent le mode de raccordement à la terre du neutre du secondaire du transformateur MT/BT et les moyens de mise à la terre des masses de l'installation en fonction desquels sont mises en oeuvre les mesures de protection des personnes contre les contacts indirects.

Les schémas de liaisons à la terre formalisent trois choix initialement indépendants faits par le concepteur d'une distribution électrique ou d'une installation concernant :

■ le mode de raccordement
□ de l'installation électrique (généralement du point neutre de l'installation),
□ et de la mise à la terre des masses.
■ un conducteur de protection (PE) séparé ou un conducteur de protection et un conducteur neutre confondu (PEN),
■ l'utilisation comme protection contre les défauts d'isolement
□ des dispositifs de protection contre les courts-circuits, ce qui nécessite des courants de défauts de forte intensité,
□ ou des dispositifs additionnels capables de détecter et d'éliminer des courants de défauts de faible intensité.

En pratique ces choix sont regroupés et normalisés comme indiqué ci-après.

Chacun de ces choix détermine un schéma de liaison à la terre avec trois avantages et trois inconvénients :

■ L'interconnexion des masses des équipements et du conducteur de protection (PE) est efficace pour assurer l'équipotentialité mais augmente l'intensité des courants de défaut.

- Un conducteur de protection (PE) séparé est une solution plus coûteuse même s'il a une faible section en revanche il est beaucoup plus improbable qu'il soit pollué par des chutes de tension, des courants harmoniques, etc. que dans le cas d'un conducteur neutre et d'un conducteur de protection confondu (PEN). Un conducteur de protection (PE) séparé évite aussi de faire circuler des courants de fuite dans les masses.
- La mise en œuvre de dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) ou de contrôleur permanent d'isolement (CPI) qui sont des dispositifs très sensibles, permet de détecter et d'éliminer les défauts d'isolements avant que des dommages importants ne surviennent (perforation des bobinages moteur, incendie, etc.). La protection offerte de plus est indépendante des modifications apportées à une installation électrique existante.

Schéma TT (neutre à la terre) (cf. **Fig. E3**)

Un point de l'alimentation est relié directement à la terre. Les masses de l'installation sont reliées à une prise de terre électriquement distincte de la prise de terre du neutre.
Elles peuvent être confondues de fait sans incidence sur les conditions de protection.

Fig. E3 : Schéma TT

Schéma TN (mise au neutre)

Un point de l'installation, en général le neutre, est relié directement à la terre. Les masses de l'installation sont reliées à ce point par le conducteur de protection.
On distingue les schémas suivants :

Schéma TN-C (cf. **Fig. E4**)

Le conducteur de protection et le conducteur neutre sont confondus en un seul conducteur appelé PEN (Protective Earth and Neutral). Ce schéma est interdit pour des sections inférieures à 10 mm² et pour des canalisations mobiles.

Le schéma TN-C nécessite la création d'un système équipotentiel pour éviter la montée en potentiel des masses et des éléments conducteurs. Il est par conséquent nécessaire de relier le conducteur PEN à de nombreuses prises de terre réparties dans l'installation.

Attention : en schéma TN-C, la fonction "conducteur de protection" l'emporte sur la fonction "neutre". En particulier, un conducteur PEN doit toujours être raccordé à la borne "terre" d'un récepteur et un pont doit être réalisé entre cette borne et la borne du neutre.

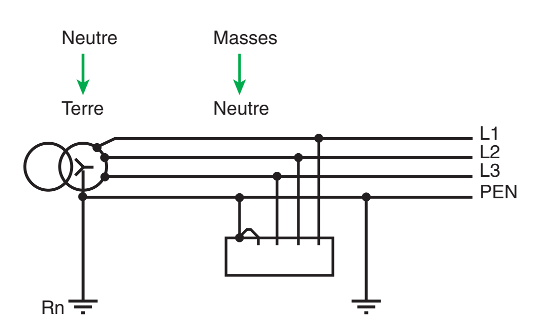


Fig. E4 : Schéma TN-C

Schéma TN-S (cf. **Fig. E5**)

Le conducteur de protection et le conducteur neutre sont distincts. Les masses sont reliées au conducteur de protection (PE).

Le schéma TN-S (5 fils) est obligatoire pour les circuits de section inférieure à 10 mm² en cuivre et 16 mm² en aluminium pour les canalisations mobiles.

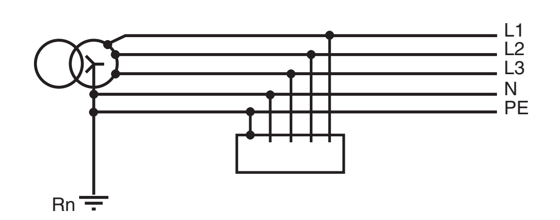


Fig. E5 : Schéma TN-S

Schéma TN-C-S (cf. **Fig. E6** ci-dessous et **Fig. E7** page suivante)

Les schémas TN-C et TN-S peuvent être utilisés dans une même installation.
En schéma TN-C/S, on ne doit jamais utiliser le schéma TN-C (4 fils) en aval du schéma TN-S (5 fils).

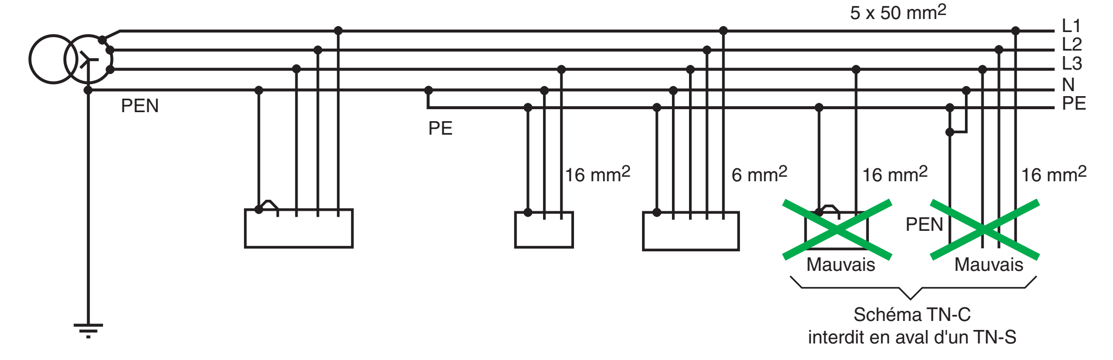


Fig. E6 : Schéma TN-C-S

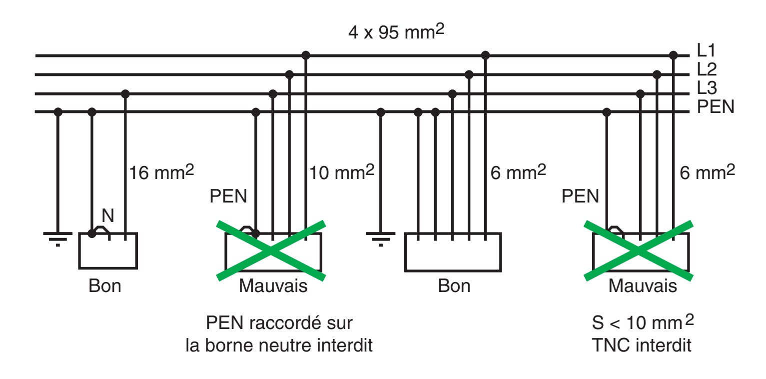


Fig. E7 : Raccordement du PEN en schéma TN-C

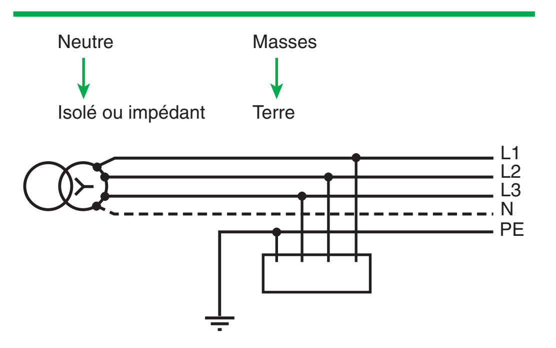


Fig. E8 : Schéma IT (neutre isolé)

Schéma IT (neutre isolé ou neutre impédant)

Schéma IT (neutre isolé)

Aucune liaison électrique n'est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre (cf. **Fig. E8**).

Les masses d'utilisation de l'installation électrique sont reliées à une prise de terre.

En fait, tout circuit possède naturellement une impédance de fuite due aux capacités et résistances d'isolement réparties entre les phases et la terre (cf. **Fig. E9**).

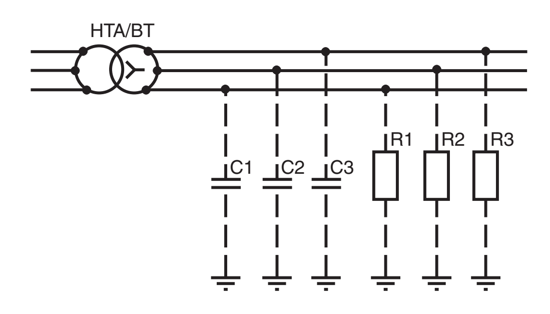


Fig. E9 : impédance de fuite en schéma IT

Exemple (cf. **Fig. E10**)

Dans un réseau triphasé de 1 km, l'impédance équivalente Zct des capacités C1, C2, C3 et des résistances R1, R2, R3 ramenée au neutre est de l'ordre de 3 à 4 000 ohms.

Schéma IT (neutre impédant)

Une impédance Zs (de l'ordre de 1 000 Ω à 2 000 Ω) est intercalée volontairement entre le point neutre du transformateur et la terre (cf. **Fig. E11**).
Les masses d'utilisation sont reliées à une prise de terre.

L'intérêt de cette impédance est de fixer le potentiel d'un réseau court par rapport à la terre (Zs faible devant l'impédance d'isolement du réseau) et de diminuer le niveau des surtensions par rapport à la terre. En revanche, il a pour effet d'augmenter légèrement le courant de premier défaut.

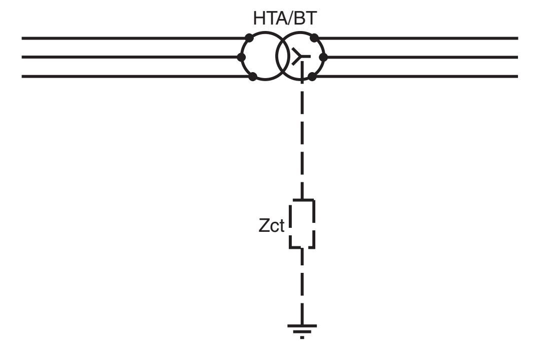


Fig. E10 : Impédance équivalente aux impédances de fuite en schéma IT

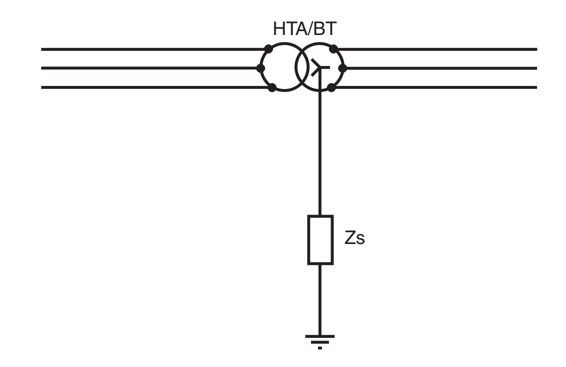


Fig. E11 : Schéma IT (neutre impédant)

1.3 Caractéristiques des schémas TT, TN et IT

En schéma TT :
■ *technique de protection des personnes : mise à la terre des masses, associées à l'emploi de dispositifs différentiels à courant résiduel,*
■ *technique d'exploitation : coupure au premier défaut d'isolement.*

Schéma TT (cf. **Fig. E12**)

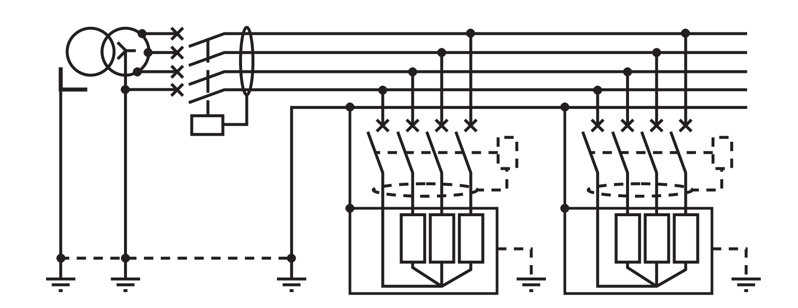


Fig. E12 : Schéma TT

Nota : si les masses d'utilisation sont reliées en plusieurs points à la terre, il faut installer un DDR sur chacun des groupes de départs reliés à la même prise de terre.

Principales caractéristiques

■ Solution la plus simple à l'étude et à l'installation, elle est utilisable dans les installations alimentées directement par le réseau de distribution publique à basse tension.

■ Ne nécessite pas une permanence de surveillance en exploitation (seul un contrôle périodique des dispositifs différentiels peut être nécessaire).

■ La protection est assurée par des dispositifs spécifiques, les DDR, qui permettent en plus la prévention des risques d'incendie lorsque leur sensibilité est ⩽ 500 mA.

■ Chaque défaut d'isolement entraîne une coupure. Cette coupure est limitée au circuit en défaut par l'emploi de plusieurs DDR en série (DDR sélectifs) ou en parallèle (sélection des circuits).

■ Les récepteurs ou parties d'installation, qui sont la cause en marche normale de courants de fuite importants, doivent faire l'objet de mesures spéciales pour éviter les déclenchements indésirables (alimenter les récepteurs par transformateurs de séparation ou utiliser des différentiels adaptés (voir sous-chapitre 5.1 du chapitre F).

En schéma TN :
■ *technique de protection des personnes :*
□ *interconnexion et mise à la terre des masses et du neutre impératives,*
□ *coupure au premier défaut par protection contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles) ;*
■ *technique d'exploitation : coupure au premier défaut d'isolement.*

Schéma TN (cf. **Fig. E13** et **Fig. E14**)

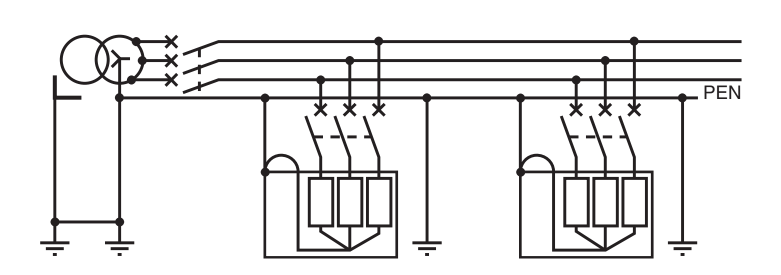


Fig. E13 : Schéma TN-C

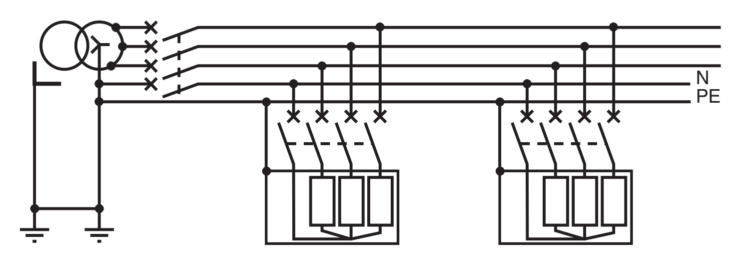


Fig. E14 : Schéma TN-S

Principales caractéristiques

■ **Le schéma TN, d'une manière générale :**

□ est utilisable uniquement dans les installations alimentées par un transformateur MT/BT ou BT/BT privé,
□ nécessite des prises de terre uniformément réparties dans toute l'installation,
□ nécessite que la vérification des déclenchements sur premier défaut d'isolement soit obtenue à l'étude par le calcul et, obligatoirement à la mise en service, par des mesures,
□ nécessite que toute modification ou extension soit conçue et réalisée par un installateur qualifié,
□ peut entraîner, en cas de défaut d'isolement, une détérioration plus importante des bobinages des machines tournantes,
□ peut présenter, dans les locaux à risque d'incendie, un danger plus élevé du fait des courants de défaut plus importants.

■ **Le schéma TN-C, de plus :**

□ peut faire apparaître une économie à l'installation (suppression d'un pôle d'appareillage et d'un conducteur),
□ implique l'utilisation de canalisations fixes et rigides (NF C 15-100, partie 5-52),
□ est interdit :
- dans les locaux à risques d'incendie
- pour les équipements de traitement de l'information (par présence de courant harmonique dans le neutre).

■ **Le schéma TN-S, de plus :**

□ s'emploie même en présence de conducteurs souples ou de conduits de faible section,
□ permet par la séparation du neutre et du conducteur de protection de disposer d'un PE non pollué (locaux informatiques, locaux à risques).

En schéma IT :
■ technique de protection :
□ interconnexion et mise à la terre des masses,
□ signalisation du premier défaut par contrôleur permanent d'isolement,
□ coupure au deuxième défaut par protection contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles) ;
■ technique d'exploitation :
□ surveillance du premier défaut d'isolement,
□ recherche et élimination obligatoires du défaut,
□ coupure en présence de deux défauts d'isolement simultanés.

Schéma IT (cf. **Fig. E15**)

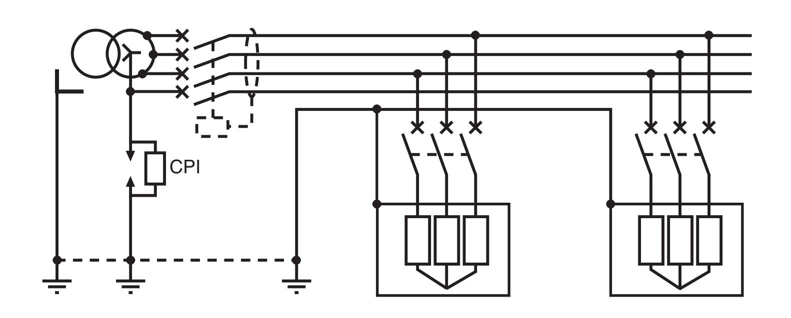


Fig. E15 : Schéma IT

Principales caractéristiques

■ Solution assurant la meilleure continuité de service en exploitation.
■ La signalisation du premier défaut d'isolement, suivie obligatoirement de sa recherche et de son élimination, permet une prévention systématique de toute interruption d'alimentation.
■ Utilisation uniquement dans les installations alimentées par un transformateur MT/BT ou BT/BT privé.
■ Nécessite un personnel d'entretien pour la surveillance et l'exploitation.
■ Nécessite un bon niveau d'isolement du réseau (implique la fragmentation du réseau si celui-ci est très étendu, et l'alimentation des récepteurs à courant de fuite important par transformateurs de séparation).
■ La vérification des déclenchements pour deux défauts simultanés doit être assurée à l'étude par les calculs, et obligatoirement à la mise en service par des mesures à l'intérieur de chaque groupe de masses interconnectées.
■ La protection du conducteur neutre doit être assurée comme indiqué au chapitre G paragraphe 7.2.

Ce sont les impératifs réglementaires, de continuité de service, de conditions d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui déterminent le ou les types de schéma les plus judicieux.

1.4 Critères de choix des schémas TT, TN et IT

Sur le plan de la protection des personnes, les trois SLT sont équivalents si l'on respecte toutes les règles d'installation et d'exploitation. Il ne peut donc être question de faire un choix sur des critères de sécurité.

C'est le croisement des impératifs réglementaires, de continuité de service, de conditions d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui détermine le ou les types de schéma les plus judicieux (cf. **Fig. E16**). Le choix résulte des éléments suivants :

- d'abord des textes réglementaires qui imposent dans certains cas un SLT (cf. **Fig. E17**).
- puis du choix de l'utilisateur lorqu'il est alimenté par un transformateur HTA/BT dont il est propriétaire (abonné HT), ou qu'il possède sa propre source d'énergie (ou un transformateur à enroulements séparés).

Lorsque l'utilisateur est libre de son choix, la définition du SLT ne pourra résulter que d'une concertation entre lui-même et le concepteur du réseau (bureau d'études, installateur). Elle portera :

- en premier lieu, sur les impératifs d'exploitation (continuité de service impérative ou non) et sur les conditions d'exploitation (entretien assuré par un personnel électricien ou non, interne ou d'une entreprise extérieure...),
- en second lieu, sur les caractéristiques particulières du réseau et des récepteurs. (cf. **Fig. E18**).

	TT	TN-S	TN-C	IT1	IT2	Commentaires
Caractéristiques Électriques						
Courant de défaut	-	- -	- -	+	- -	Seul le schéma IT offre des courants de 1er défaut négligeables
Tension de défaut	-	-	-	+	-	En schéma IT, la tension de défaut est très faible au 1er défaut mais très élevée au 2ème défaut
Tension de contact	+/- -	-	-	+	-	En schéma TT, la tension de contact est très faible si le schéma est totalement équipotentiel, élevée dans le cas contraire
Protection						
Protection des personnes contre les contacts indirects	+	+	+	+	+	Tous les SLT sont équivalents si les règles sont strictement respectées
Protections des personnes en cas d'alimentation par un groupe de secours	+	-	-	+	-	Les schémas où la protection est assurée par des DDR sont insensibles à un changement d'impédance interne de la source d'alimentation
Protection incendie (par DDR)	+	+	pas permis	+	+	Assurée dans tous les SLT où la protection par DDR peut être mise en œuvre
Surtensions						
Surtension permanente	+	+	+	-	+	Surtension permanente phase terre en schéma IT au 1er défaut
Surtension transitoire	+	-	-	+	-	Des courants de défaut de forte intensité peuvent créer une surtension transitoire importante
Surtension en cas de rupture d'isolement primaire/secondaire du transformateur	-	+	+	+	+	Dans le schéma TT il peut y avoir des élévations de tension différentes entre la prise de terre de la source et les prises de terre des utilisateurs. Dans les autres schémas les prises de terre sont interconnectées
Compatibilité Électromagnétique (CEM)						
Immunité au coup de foudre au sol	-	+	+	+	+	Dans le schéma TT il peut y avoir des élévations de tension différentes sur chaque prise de terre. Dans les autres schémas les prises de terre sont interconnectées
Immunité au coup de foudre sur ligne MT	-	-	-	-	-	Tous les SLT sont équivalents quand un coup de foudre tombe directement sur le réseau MT
Émission permanente d'un champ électromagnétique	+	+	-	+	+	La connexion du PEN à toutes les structures métalliques d'un bâtiment est favorable à la génération permanente de champs électromagnétiques
Non équipotentialité du PE	+	-	-	+	-	Le PE n'est plus équipotentiel en cas de courants de défaut de forte intensité
Continuité de service						
Coupure au premier défaut	-	-	-	+	+	Seul le schéma IT évite le déclenchement au 1er défaut d'isolement
Creux de tension pendant le défaut d'isolement	+	-	-	+	-	Les schémas TN-C, TN-S et IT (2ème défaut) génèrent des courants de défauts de haute intensité
Installation						
Appareils spécifiques	-	+	+	-	-	Le schéma TT nécessite l'utilisation de DDR. Le schéma IT nécessite l'utilisation de CPI
Nombre de prises de terre	-	+	+	-/+	-/+	Le schéma TT nécessite deux prises de terre distinctes (au moins). Le schéma IT laisse le choix entre une ou plusieurs prises de terre
Nombre de câbles	-	-	+	-	-	Seul le schéma TN-C offre, dans certain cas, une réduction du nombre de câbles
Maintenance						
Coût de réparation	-	- -	- -	-	- -	Le coût de la réparation dépend des dommages causés à l'installation par l'amplitude du courant de défaut
Dommages à l'installation	+	-	-	++	-	Pour les schémas permettant des courants de défaut de forte intensité, il est nécessaire d'effectuer une vérification minutieuse de l'installation après avoir éliminé le défaut

Fig E16 *: Comparaison des schémas des liaisons à la terre (SLT)*

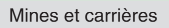
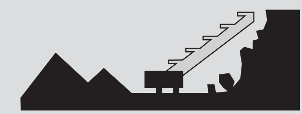
Textes officiels ou recommandation...	concernent
Schéma TT	
■ arrêté interministériel du 13.2.70.	Bâtiment alimenté directement par un réseau de distribution publique BT (domestique, petit tertiaire, petit atelier) 
Schéma IT	
■ règlement de sécurité contre les risques de panique et d'incendie dans les lieux recevant du public (IT médical cf. NF C 15-211)	
■ arrêté ministériel du 10.11.76 relatif aux circuits et installations de sécurité (publié au JO du 1.12.76)	Circuits de sécurité (éclairage) soumis au décret de protection des travailleurs 
Schéma IT ou TT	
■ décret n° 76-48 du 9.1.76	Mines et carrières
■ circulaire du 9.1.76 et règlement sur la protection du personnel dans les mines et les carrières, annexée au décret 76.48	

Fig E17 : Exemples fréquents rencontrés où le SLT est imposé (ou fortement recommandé) par des textes officiels

Nature de réseau	Conseillé	Possible	Déconseillé
Réseau très étendu avec bonnes prises de terre des masses d'utilisation (10 Ω maxi)		TT, TN, IT (1) ou mixage	
Réseau très étendu avec mauvaises prises de terre des masses d'utilisation (> 30 Ω)	TN	TN-S	IT (1) TN-C
Réseau perturbé (zone orageuse) (ex. : réémetteur télé ou radio)	TN	TT	IT (2)
Réseau avec courants de fuite importants (> 500 mA)	TN (4)	IT (4) TT (3) (4)	
Réseau avec lignes aériennes extérieures	TT (5)	TN (5) (6)	IT (6)
Groupe électrogène de sécurité	IT	TT	TN (7)
Nature des récepteurs			
Récepteurs sensibles aux grands courants de défaut (moteurs...)	IT	TT	TN (8)
Récepteurs à faible isolement (fours électriques, soudeuses, outils chauffants, thermoplongeurs, équipements de grandes cuisines)	TN (9)	TT (9)	IT
Nombreux récepteurs monophasés phase-neutre (mobiles, semi-fixes, portatifs)	TT (10) TN-S		IT (10) TN-C (10)
Récepteurs à risques (palans, convoyeurs...)	TN (11)	TT (11)	IT (11)
Nombreux auxiliaires (machines-outils)	TN-S	TN-C IT (12 bis)	TT (12)
Divers			
Alimentation par transformateur de puissance (13) avec couplage étoile-étoile	TT	IT sans neutre	IT (13) avec neutre
Locaux avec risques d'incendie	IT (15)	TN-S (15) TT (15)	TN-C (14)
Augmentation de la puissance d'un abonné, alimenté par EDF en basse tension, nécessitant un poste de transformation privé	TT (16)		
Etablissement avec modifications fréquentes	TT (17)		TN (18) IT (18)
Installation où la continuité des circuits de terre est incertaine (chantiers, installations anciennes)	TT (19)	TN-S	TN-C IT (19)
Equipements électroniques (ordinateurs, calculateurs, automates programmables)	TN-S	TT	TN-C
Réseau de contrôle et commande des machines, capteurs et actionneurs des automates programmables	IT (20)	TN-S, TT	

(1) Lorsqu'il n'est pas imposé, le SLT est choisi en fonction des caractéristiques d'exploitation qui en sont attendues (continuité de service impérative pour raison de sécurité ou souhaitée par recherche de productivité...).
Quel que soit le SLT, la probabilité de défaillance d'isolement augmente avec la longueur du réseau. Il peut être judicieux de le fragmenter, ce qui facilite la localisation du défaut et permet en outre d'avoir pour chaque application le régime conseillé ci-dessous.
(2) Les risques d'amorçage du limiteur de surtension transforment le neutre isolé en neutre à la terre. Ces risques sont à craindre principalement dans les régions fortement orageuses ou pour des installations alimentées en aérien. Si le régime IT est retenu pour assurer la continuité de service, le concepteur devra veiller à calculer très précisément les conditions de déclenchement sur 2e défaut.
(3) Risques de fonctionnement intempestif des DDR.
(4) La solution idéale est, quel que soit le SLT, d'isoler la partie perturbatrice si elle est facilement localisable.
(5) Risques de défaut phase-terre rendant aléatoire l'équipotentialité.
(6) Isolement incertain à cause de l'humidité et des poussières conductrices.
(7) La SLT TN est déconseillé en raison des risques de détérioration de l'alternateur en cas de défaut interne. D'autre part, lorsque ces groupes électrogènes alimentent des installations de sécurité, ils ne doivent pas déclencher au premier défaut.
(8) Le courant de défaut phase-masse peut atteindre plusieurs In, risquant d'endommager les bobinages des moteurs et de les faire vieillir ou de détruire les circuits magnétiques.
(9) Pour concilier continuité de service et sécurité, il est nécessaire et recommandé, quel que soit le SLT, de séparer ces récepteurs du reste de l'installation (transformateurs avec mise au neutre locale).
(10) Lorsque la qualité des récepteurs est ignorée à la conception de l'installation, l'isolement risque de diminuer rapidement. La protection de type TT avec dispositifs différentiels constitue la meilleure prévention.
(11) La mobilité de ces récepteurs génère des défauts fréquents (contact glissant de masse) qu'il convient de circonscrire. Quel que soit le SLT, il est recommandé d'alimenter ces circuits par transformatures avec mise au neutre locale.
(12) Nécessite l'emploi de transformateurs avec TN local pour éviter les risques de fonctionnement ou d'arrêt intempestif au premier défaut (TT) ou défaut double (IT).
(12 bis) Avec double interruption du circuit de commande.
(13) Limitation trop importante du courant phase-neutre en raison de la valeur élevée de l'impédance homopolaire : au moins 4 à 5 fois l'impédance directe. Ce schéma est à remplacer par un schéma "étoile-triangle".
(14) Les forts courants de défaut rendent dangereux le TN : le TNC est interdit.
(15) Quel que soit le SLT, utilisation de dispositif différentiel résiduel de sensibilité $\leqslant$ 500 mA.
(16) Une installation alimentée en basse tension a obligatoirement le schéma TT. Garder ce SLT équivaut à faire le minimum de modifications sur la distribution existante (pas de câble à tirer, pas de protection à changer).
(17) Possible sans personnel d'entretien très compétent.
(18) De telles installations demandent un grand sérieux dans le maintien de la sécurité. L'absence de mesures préventives en SLT TN exige un personnel très compétent pour assurer cette sécurité dans le temps.
(19) Les risques de rupture des conducteurs (d'alimentation, de protection) rendent aléatoire l'équipotentiabilité des masses.
La NF C 15-100 impose le TT ou le TNS avec des DDR 30 mA. Le IT est utilisable dans des cas très particuliers.
20) Cette solution permet d'éviter l'apparition d'ordres intempestifs lors d'une fuite à la terre intempestive.

Fig. E18 : Influence des réseaux et des récepteurs sur le choix des schémas des liaisons à la terre

1.5 Méthode de choix, mise en œuvre

Après la consultation des textes règlementaires, les Figures E16 et E17 peuvent être une aide pour le concepteur dans la décision de fractionner les sources et/ou de séparer galvaniquement une partie du réseau (îlotage) pour son projet d'installation électrique.

Fractionnement des sources

Il s'agit de répartir l'alimentation sur plusieurs transformateurs au lieu d'un seul de forte puissance. Ainsi tel ou tel récepteur très perturbateur (gros moteur, fours...) du réseau sera alimenté par son propre transformateur.
La qualité et la continuité de l'alimentation de l'ensemble de l'installation en sont accrues.
Le coût de l'appareillage est diminué (Icc plus faible). Le bilan technico-économique est à établir au cas par cas.

Ilotage

Il consiste à séparer galvaniquement une partie du réseau par un transformateur BT/BT pour adapter au mieux le choix du schéma des liaisons à la terre. Ainsi le service rendu par l'installlation peut-il être optimisé (cf. **Fig. E19** et **Fig. E20**).

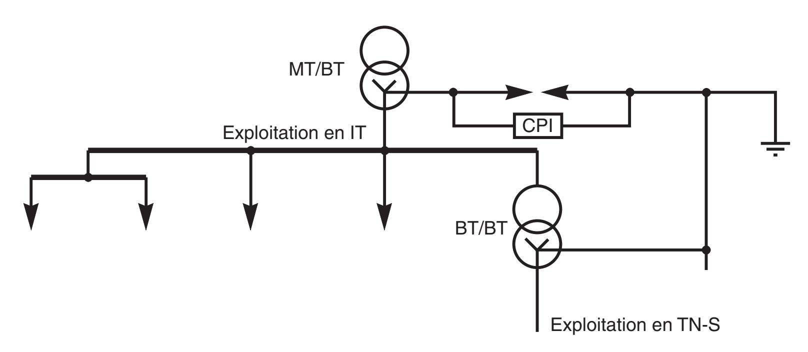


Fig. E19 : Ilot TN-S dans un SLT IT

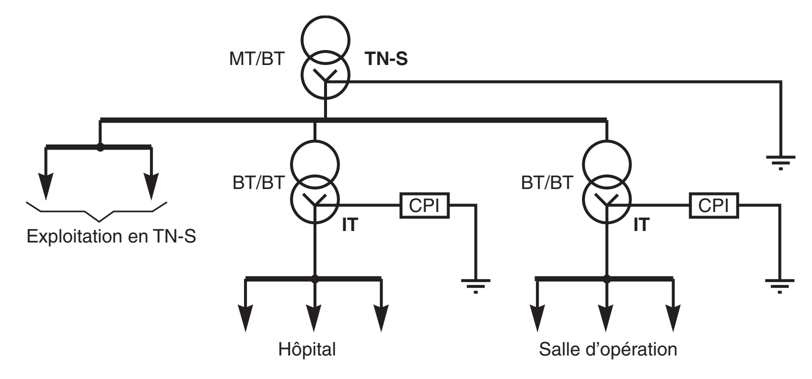


Fig. E20 : Ilots IT dans un SLT TN-S

Conclusion

C'est l'optimisation de la performance d'ensemble de l'installation qui détermine le choix du ou des schémas de liaison à la terre.
Elle comporte :
- l'investissement initial mais aussi,
- les frais d'exploitation ultérieurs qu'une sûreté, une continuité de service ou une qualité du réseau insuffisante pourront alourdir de manière imprévisible.

Dans l'idéal, une architecture de distribution devrait comporter des sources normales de puissance, des sources de remplacement, et des schémas appropriés des liaisons à la terre (cf. § 1.4).

La meilleure des solutions de réalisation d'une prise de terre est la boucle à fond de fouille.

La résistance avec n piquets est : $R = \frac{1}{n}\frac{\rho}{L}$

1.6 Réalisation et mesure des prises de terre

La qualité d'une prise de terre (résistance aussi faible que possible) est essentiellement fonction de deux facteurs :

- mode de réalisation,
- nature du sol.

Modes de réalisation

Trois types de réalisation sont couramment retenus :

Boucle à fond de fouille (cf. **Fig. E21**)

Cette solution est notamment conseillée pour toute construction nouvelle.

Elle consiste à placer un conducteur nu sous le béton de propreté, ou enfoui à 1 m au moins sous la terre en dessous de la base du béton des fondations des murs extérieurs.

Il est important que ce conducteur nu soit en contact intime avec le sol (et non placé dans du gravier, du mâchefer ou des matériaux analogues formant souvent l'assise du béton). Ni la boucle de terre, ni les conducteurs de terre verticaux la reliant à la borne de terre, doivent être en contact avec l'armature du béton armé : cette armature doit être raccordée directement à la borne principale de terre. En règle générale, les conducteurs de terre verticaux reliant une prise de terre à un niveau hors sol doivent être isolés pour la tension nominale des réseaux BT (600V – 1000V).

Pour les bâtiments existants, le conducteur à fond de fouille doit être enterré tout autour des murs extérieurs des locaux à une profondeur d'au moins 1 mètre.

Le conducteur peut être :

- en cuivre : câble (⩾ 25 mm^2) ou feuillard (⩾ 25 mm^2 et épaisseur ⩾ 2 mm),
- en aluminium gainé de plomb : câble (⩾ 35 mm^2),
- en acier galvanisé : câble (⩾ 95 mm^2) ou feuillard (⩾ 100 mm^2 et épaisseur ⩾ 3 mm).

La résistance obtenue est (en ohms):

$R = \frac{2\,\rho}{L}$ avec

L = longueur de la boucle (m)

ρ = résistivité du sol en ohm-metres (cf. “Influence de la nature du sol” page suivante)

Piquets (cf. **Fig. E22**)

La boucle à fond de fouille peut être remplacée par plusieurs piquets, c'est notamment le cas pour les bâtiments existants, voire pour améliorer une prise de terre existante.

Le piquet peut être :

- en cuivre ou (plus couramment) en acier cuivré. Ces piquets sont de 1 à 2 mètres de longueur et munis d'une prise et d'une terminaison filetée afin d'atteindre des profondeurs importantes si nécessaires (par exemple, le niveau de nappes d'eau dans des lieux à sols très résistifs),
- constitués de tubes en acier galvanisé (voir note (1) page suivante) de diamètre ⩾ 25 mm ou de barres de diamètre ⩾ 15 mm et de longueur ⩾ 2 mètres dans les 2 cas.

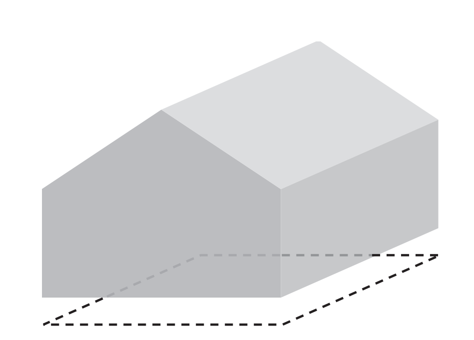


Fig. E21 : Conducteur posé à fond de feuille

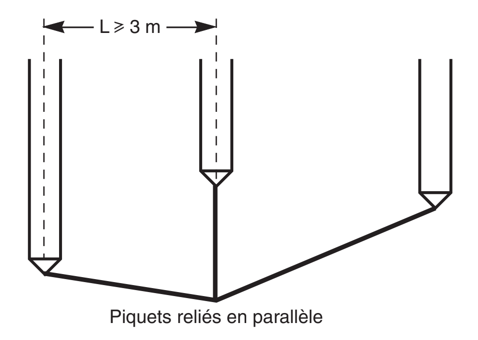


Fig. E22 : Piquets

Il est souvent nécessaire d'utiliser plusieurs piquets. Ceux-ci doivent toujours être distants 2 à 2 de plus de 2 à 3 fois la profondeur d'un piquet. La résistance résultante est alors égale à la résistance unitaire divisée par le nombre de piquets.

La résistance obtenue est :

$R = \frac{1}{n}\frac{\rho}{L}$ si la distance séparant 2 piquets est > 4L

avec
L = longueur du piquet (m)
ρ = résistivité du sol en ohm-mètres (cf. “Influence de la nature du sol” ci-dessous)
n = nombre de piquets

Plaques verticales (cf. **Fig. E23**)

Ces plaques sont soit carrées, soit rectangulaires (l ⩾ 0,5 m). Elles doivent être enterrées de telle façon que leur centre soit au moins à 1 m de la surface.

Les plaques peuvent être :
- en cuivre de 2 mm d'épaisseur,
- en acier galvanisé de 3 mm d'épaisseur.

La résistance obtenue est :

$R = \frac{0.8\,\rho}{L}$ avec

L = périmètre de la plaque (m)
ρ = résistivité du sol en ohm-metres (cf. “Influence de la nature du sol” ci-dessous)

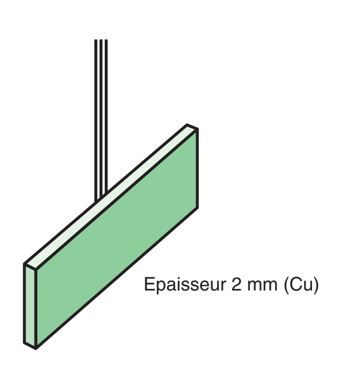


Fig. E23 : Plaques verticales

Influence de la nature du sol

La mesure d'une prise de terre dans un terrain analogue est utile pour déterminer la résistivité à utiliser pour définir une prise de terre.

Nature du terrain	Résistivité en Ωm
terrains marécageux	1 à 30
limon	20 à 100
humus	10 à 150
tourbe humide	5 à 100
argile plastique	50
marnes et argiles compactes	100 à 200
marnes du jurassique	30 à 40
sables argileux	50 à 500
sables siliceux	200 à 300
sol pierreux nu	1 500 à 3 000
sol pierreux recouvert de gazon	300 à 500
calcaires tendres	100 à 300
calcaires compacts	1 000 à 5 000
calcaires fissurés	500 à 1 000
schistes	50 à 300
micashistes	800
granit et grès	1 500 à 10 000
granit et grès très altérés	100 à 600

Fig. E24 : Résistivité (Ωm) de différents terrains (d'après NF C 15-100)

Nature du terrain	Résistivité en Ωm
terrains arables gras, remblais compacts humides	50
terrains arables maigres, graviers, remblais grossiers	500
sols pierreux, nus, sables secs, roches perméables	3 000

Fig. E25 : Valeurs moyennes de la résistivité (Ωm) pour faire un calcul approximatif des prises de terre

(1) Quand les prises de terre sont réalisées en matériau conducteur galvanisé, des anodes sacrificielles de protection cathodique peuvent être nécessaires pour éviter la corrosion rapide de la prise de terre si la nature du sol est agressive. Des anodes en magnésium spécialement préparées (dans un sac poreux rempli avec une poudre adaptée) sont prévues pour être connectées directement à la prise de terre. Pour de telles installations, un spécialiste doit être consulté.

Constance et mesure de la résistance de prise de terre

La résistance des prises de terre varie dans le temps

Ceci est dû à plusieurs facteurs :

- L'humidité du sol.

L'influence des conditions saisonnières se fait sentir jusqu'à une profondeur de 1 à 2 m.

A une profondeur de 1 m, la variation de ρ et donc de R peut être de 1 à 3 entre un hiver humide et un été sec.

- Le gel.

Il peut élever la résistivité de la terre gelée de plusieurs milliers d'ohms, d'où l'intérêt des prises de terre profondes dans les pays froids

- Le vieillissement.

Le matériau constituant la prise de terre peut être détérioré par divers effets physiques :

- chimique si la terre est alcaline,
- facteur galvanique du fait de courant continu vagabond (chemin de fer) etc. ou dû à différents métaux formant les couches superficielles de la prise de terre.

Des couches de terrain de différentes natures agissant sur le même conducteur peuvent aussi créer des zones cathodiques et anodiques avec comme conséquence une disparition de métal en surface du conducteur dans la zone anodique.

Malheureusement les conditions les plus favorables pour une résistance de terre de faible valeur (soit un sol à faible résistivité) sont aussi celles pour lesquelles les courants galvaniques peuvent circuler le plus facilement.

- L'oxydation.

Les raccordements par soudure ou brasage sont les points les plus sensibles à l'oxydation.

Le nettoyage de ces raccordements et leur enrobage dans de la graisse entourée d'un tissu est une mesure préventive couramment pratiquée.

Mesure de la prise de terre

Il doit toujours exister une "barrette" amovible de mise à la terre afin d' isoler la prise de terre du reste de l'installation et de permettre de mesurer périodiquement la résistance de terre. Pour réaliser cette mesure, il est nécessaire d'utiliser 2 électrodes auxiliaires.

- Utilisation d'un ampèremètre (cf. **Fig. E26**)

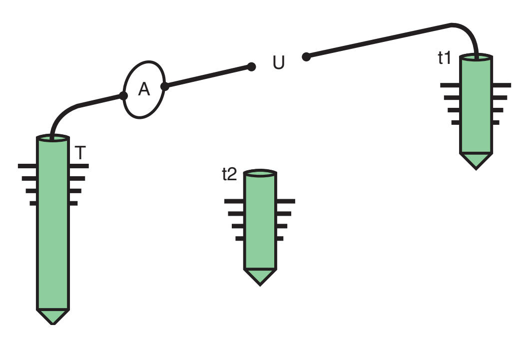


Fig. E26 : Mesure de la prise de terre avec un ampèremètre

$$A = R_T + R_{t1} = \frac{U_{Tt1}}{i_1}$$

$$B = R_{t1} + R_{t2} = \frac{U_{t1t2}}{i_2}$$

$$C = R_{t2} + R_T = \frac{U_{t2T}}{i_3}$$

Si la source de tension est toujours la même, on a :

$$R_T = \frac{U}{2}\left(\frac{1}{i_1} + \frac{1}{i_3} - \frac{1}{i_2}\right)$$

Afin d'éviter des erreurs de mesure dues aux courants vagabonds de terre (courants continus galvaniques ou courants de fuite à la terre des réseaux d'alimentation en énergie, de communication, etc.), les courants de mesures doivent être injectés en courant alternatif à une fréquence différente de celle des réseaux d'alimentation ou de leurs harmoniques.

Les générateurs portatifs du système de mesure fournissent généralement une tension alternative de fréquence comprise entre 85 Hz et 135 Hz.

Les mesures sont généralement faites
□ suivant différentes distances entre les électrodes auxiliaires et la prise de terre. Les distances entre les électrodes ne sont pas critiques.
□ dans différentes directions autour de la prise de terre à tester pour apprécier l'homogénéité du terrain.
Les résultats des mesures sont ensuite consignés et moyennés.

■ **Utilisation d'un ohmmètre de terre**

Ces appareils indiquent directement la valeur de la prise de terre. Ils nécessitent la mise en place de deux «électrodes» auxiliaires. L'espacement de celles-ci doit être tel que la zone d'influence de la prise de terre à tester ne doit pas chevaucher celle de l'électrode de test (C).

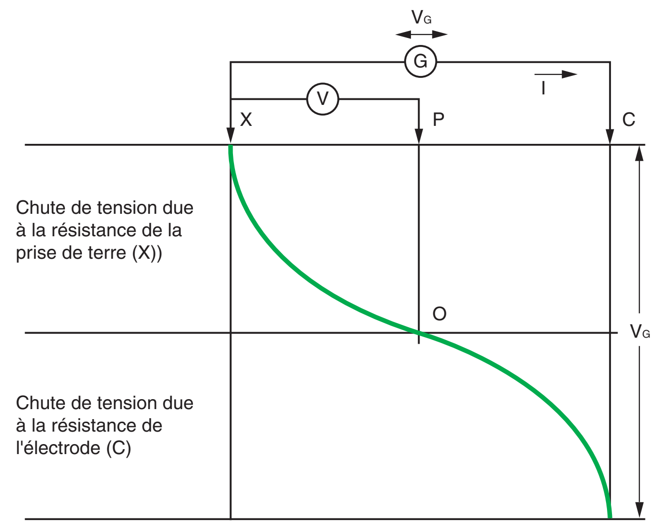
□ L'électrode de test (C) la plus éloignée de la prise de terre (X) fait circuler un courant à la terre qui revient par la prise de terre.

□ La seconde électrode de test (P) mesure la tension entre (X) et (P). Cette tension induite par le courant de test caractérise la résistance de contact de la prise de terre avec la terre.

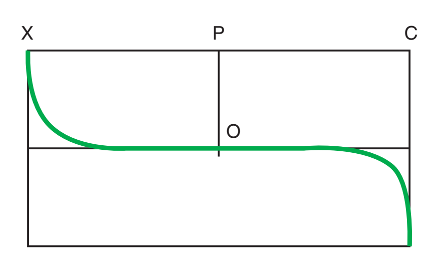
Il est clair que la distance entre (X) et (C) doit être choisie avec précaution pour éviter le couplage des terres par chevauchement des zones d'influence. Dés que la distance entre (X) et (C) est suffisamment importante, les zones d'influence ne se chevauchent plus et la courbe de potentiel (tension mesurée par (P) devient proche d'une horizontale autour du point O (milieu de XC).

D'un point de vue pratique, la distance (X) entre (C) est augmentée jusqu'à ce que les tensions mesurées par l'électrode (P) en trois points - soit au point O et en deux autres points situés à approximativement 5 mètres de part et d'autre de O - aient des valeurs similaires.

La distance entre (X) et (P) est généralement de l'ordre de 0,68 fois la distance entre (X) et (C).



a) le principe de la mesure est basé sur des natures de terrain présumées homogène. Si les zones d'influence des électrodes (C) et (X) se chevauchent, le positionnement de l'électrode (P) est difficile à déterminer pour obtenir des résultats satisfaisants.



b) illustration de l'effet sur le gradient de potentiel quand (X) et (C) sont très éloignées. Le positionnement de l'électrode (P) n'est plus critique et peut être facilement déterminé.

Fig. E27 : mesure de la résistance de terre de la prise de terre (X) un ohmmètre de terre

2 Le système d'installation

Le tableau est un élément important de la sûreté d'une installation électrique. Il doit être conçu et réalisé en respectant des règles précises.

2.1 Les tableaux

Un tableau de distribution est le point d'entrée de l'énergie électrique pour l'installation (ou pour une partie de l'installation) BT. Le circuit d'arrivée se divise en plusieurs circuits (départs), chacun de ces circuits est commandé et protégé par l'appareillage installé dans le tableau (disjoncteurs, contacteurs, interrupteurs, interrupteurs fusibles, etc.). Un tableau de distribution est généralement divisé en unités fonctionnelles chacune comprenant tous les éléments mécaniques et électriques qui contribuent à l'accomplissement d'une fonction donnée. Cela représente un maillon clef de la chaîne de la sûreté.

En conséquence le type du tableau de distribution doit être parfaitement adapté à son application. Sa conception et sa construction doivent être conformes aux normes en vigueur et respecter les règles de l'art.

L'enveloppe du tableau de distribution assure une double protection :

- La protection de l'appareillage, des appareils de mesure, des relais, des dispositifs fusibles, etc. contre les chocs mécaniques, les vibrations et autres influences externes susceptibles d'en dégrader l'intégrité opérationnelle (interférences électromagnétiques, poussières, moisissure, petits animaux).
- La protection des personnes contre les risques de contacts directs et de contacts indirects (en particulier voir au paragraphe 3.3, les degrés de protection IP et l'indice IK).

L'application détermine le type de tableau à utiliser.

Les types de tableaux

Les tableaux, ou ensemble d'appareillage à basse tension, se différencient par le type d'application et par leur principe de réalisation.

Les types de tableaux par application

Les grands types de tableaux sont :

- le tableau général BT (TGBT) (cf. **Fig. E28a**),
- les tableaux secondaires (cf. **Fig. E29**),
- les tableaux terminaux (cf. **Fig. E30**),
- les tableaux de contrôle-commande de processus (cf. **Fig. E28b**).

Les tableaux de distribution pour des applications spécifiques (par exemple chauffage, ascenseur, process industriel) peuvent être installés :

- à côté du tableau général BT,
- à proximité de l'application concernée.

a

b



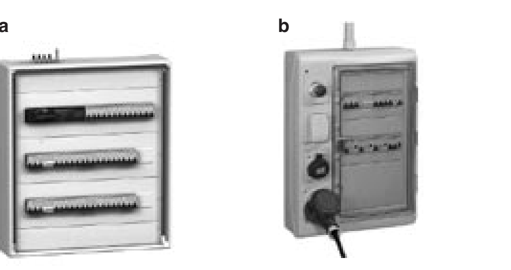
*Fig. E28 : **[a]** Un tableau général BT-TGBT-(Prisma Plus P) avec une arrivée par canalisation électrique préfabriquée - **[b]** Exemple de tableau général BT (Okken)*



Fig. E29 : Exemple de tableau secondaire (Prisma Plus G)

a

b



c



Fig. E30 : Tableaux de distribution terminale (a) Prisma Plus G Pack – (b) Kaedra – (c) Mini-Pragma

Il existe les tableaux :
■ traditionnels dans lesquels l'appareillage est généralement fixé dans le fond de l'enveloppe sur un châssis,
■ fonctionnels dédiés à des applications précises.

Les types de réalisation de tableaux

Les tableaux traditionnels

L'appareillage (Interrupteurs, disjoncteurs, interrupteurs fusibles, etc.) est généralement monté sur châssis à l'arrière de l'enveloppe. Les appareils de signalisation et de commande (appareils de mesures, lampes, boutons poussoir,etc.) sont montés sur la face avant du tableau.
L'implantation des matériels à l'intérieur du tableau nécessite une étude minutieuse prenant en compte l'encombrement de chaque matériel, les raccordements à réaliser et les distances de sécurité à respecter pour un fonctionnement sécuritaire et exempt de dysfonctionnements.

Les tableaux fonctionnels

Généralement dédiés à des applications spécifiques, ces tableaux de distribution sont équipés d'unités fonctionnelles qui regroupent l'appareillage avec ses accessoires de montage et de raccordement préfabriqués assurant ainsi un haut niveau de fiabilité et une grande souplesse de modifications de dernière minute et d'évolutions futures sur site.

■ De nombreux avantages.

L'utilisation de tableaux fonctionnels de distribution s'est développée à tous les niveaux de la distribution électrique BT, du tableau général BT (TGBT) aux tableaux de distribution terminale, du fait de leurs nombreux avantages :
□ la modularité du système ce qui permet d'intégrer de nombreuses fonctions dans un simple tableau de distribution dont la protection, la commande, le contrôle et la gestion technique de l'installation électrique. La conception modulaire améliore le fonctionnement et renforce aussi la facilité de maintenance et de modifications des tableaux de distribution,
□ la conception rapide du tableau de distribution car elle consiste uniquement à ajouter des unités fonctionnelles,
□ la facilité de montage due aux composants préfabriqués qui peuvent être installés très rapidement,
□ le bénéfice d'essais de type, ce qui confère aux tableaux fonctionnels un haut niveau de sûreté.

Les nouvelles gammes Prisma Plus G et P de tableaux fonctionnels de distribution de Schneider Electric couvrent les besoins jusqu'à 3200 A. Ils offrent :
□ flexibilité et facilité dans la construction des tableaux de distribution,
□ certification de conformité du tableau de distribution à la norme CEI 60439-1 et assurance d'un service en toute sécurité,
□ gain de temps à toutes les étapes, de la conception à l'installation, en fonctionnement, lors des modifications ou des remises à niveau,
□ facilité d'adaptation, par exemple pour répondre à des normes particulières ou des habitudes de travail spécifiques en vigueur dans certains pays.
Les figures E28a, E29 et E30 montrent des exemples de tableaux fonctionnels de distribution pour toutes les puissances et la Figure E28b montre un tableau fonctionnel de distribution de très grande puissance.

■ Principaux types d'unités fonctionnelles.

Trois technologies de base sont utilisées pour réaliser les unités fonctionnelles.
□ Unités fonctionnelles fixes (cf. **Fig. E31**).
Ces unités fonctionnelles ne peuvent pas être isolées de l'alimentation de sorte que toute intervention pour la maintenance, pour effectuer des modifications, etc. requiert la mise hors service du tableau de distribution en entier. L'installation dans ces unités fonctionnelles d'appareils amovibles ou débrochables réduit le temps de coupure et augmente la disponibilité du reste de l'installation.
□ Unités fonctionnelles déconnectables (cf. **Fig. E32**).
Chaque unité fonctionnelle est montée sur une platine amovible et équipée d'un dispositif de sectionnement en amont (jeu de barres) et de dispositifs de déconnexion en aval (départ). L'unité complète peut être retirée pour maintenance, sans requérir une mise hors service générale du tableau.
□ Unités fonctionnelles débrochables en tiroir (cf. **Fig. E33**).
L'appareillage et ses accessoires pour assurer une fonction électrique complète sont montés dans un tiroir (châssis horizontalement débrochable). La fonction est généralement complexe et concerne souvent la Commande Moteur.
Le sectionnement, électrique et mécanique, en amont et en aval de la fonction est assuré par le débrochage complet du tiroir, permettant un remplacement rapide d'une unité fonctionnelle en défaut sans mettre hors tension le reste du tableau de distribution.

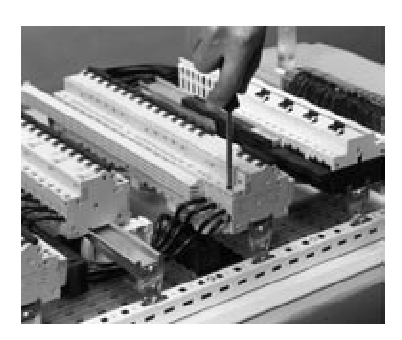


Fig. E31 : Tableau à unité fonctionnelle fixe (Prisma Plus G)



Fig. E32 : Tableau à unités fonctionnelles sectionnables-déconnectables



Fig. E33 : Tableau à tiroirs

Des tableaux conformes aux normes sont essentiels pour obtenir le niveau de sûreté adéquat.

Normes

Les différentes normes

Certains types de tableaux (en particulier les tableaux fonctionnels) se réfèrent à des normes spécifiques, en fonction de l'application ou de la réalisation, telles que :

■ NF C 61-910 blocs de commande et répartition pour installations domestiques et analogues
■ NF EN 60439-1 classement C 63-421 tableaux de série et dérivés de série.

La norme CEI 60439-1 est la référence internationale pour les tableaux de série et dérivés de série.

Trois éléments de la norme CEI 60439-1 (NF EN 60439-1) contribuent fortement à la sûreté :
■ définition claire des unités fonctionnelles,
■ formes de séparation des unités, fonctionnelles en accord avec les besoins de l'utilisateur,
■ essais de type et individuels bien définis.

La norme CEI 60439-1 (NF EN 60439-1 classement C 63-421) distingue deux catégories d'ensembles d'appareillages

■ Ensembles d'appareillage BT de série (ES), qui ne s'écartent pas significativement d'un type ou d'un système établi dont la conformité a été vérifiée par les essais de type prévus par cette norme.

■ Ensembles d'appareillage BT dérivés de série (EDS), qui autorisent l'utilisation de dispositions complémentaires d'autres systèmes établis. Mis en œuvre selon les règles de l'art et les instructions du constructeur par du personnel qualifié, ils confèrent le même degré de sécurité et la même qualité.

Cette même norme améliore la sûreté des tableaux par les définitions ou prescriptions décrites ci-dessous :

■ La définition claire d'unités fonctionnelles : outre l'unité fonctionnelle d'arrivée, le tableau peut être divisé en unités fonctionnelles de départs, une ou plusieurs selon les exigences de fonctionnement de l'installation.

■ La séparation des unités fonctionnelles à l'intérieur de l'ensemble permet d'accéder à une unité fonctionnelle sans risque pour les personnes et pour les unités voisines. Elle se fait par le choix entre des formes spécifiées en fonction des types d'exploitation et du niveau de sûreté visé (cf. **Fig. E34**) :
□ forme 1 : aucune séparation,
□ forme 2 : séparation des jeux de barres des unités fonctionnelles,
□ forme 3 : séparation des jeux de barres des unités fonctionnelles et séparation de toutes les unités fonctionnelles entre elles non compris leurs bornes de sortie. Les bornes de sortie n'ont pas besoin d'être séparées du jeu de barres,
□ forme 4 : séparation des jeux de barres des unités fonctionnelles et séparation de toutes les unités fonctionnelles entre elles y compris leurs bornes de sortie.

La forme de la séparation fait l'objet d'un accord entre le constructeur et l'utilisateur.
Les formes 2, 3 et 4 sont généralement utilisées pour des applications sans possibilité de coupure de courant.
La gamme de tableaux fonctionnels Prisma Plus offrent des solutions pour les formes 1, 2b, 3b, 4a et 4b.

■ Les essais de type et les essais et vérifications individuelles assurent la conformité à la norme de chaque tableau.

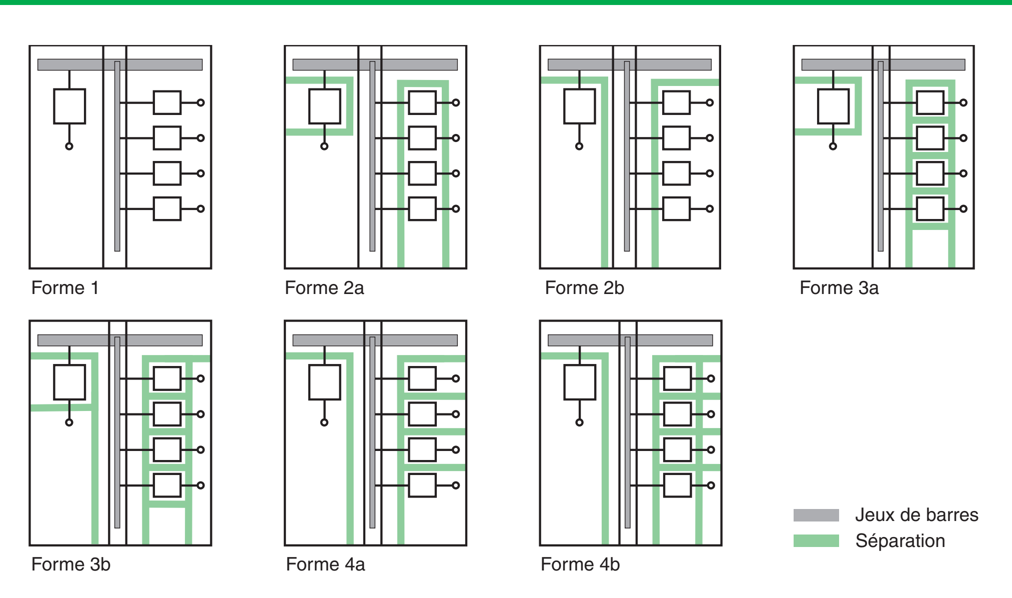


Fig. E34 : Représentation des différentes formes de tableaux

■ Essais de type et essais individuels
Ils assurent la conformité aux normes de chaque tableau de distribution.
La remise par le constructeur des certificats d'essais certifiés par des organismes indépendants est une garantie pour les utilisateurs.

Surveillance et contrôle à distance de l'installation électrique

La surveillance et le contrôle à distance ne sont plus désormais réservés aux grandes installations.
Ces fonctions se démocratisent et permettent à l'utilisateur de l'installation électrique de nombreuses économies. Les impacts potentiels principaux sont :
- ■ réduction de la facture énergétique,
- ■ réduction des coûts de structure pour le maintien opérationnel de l'installation,
- ■ meilleure utilisation des investissements et notamment optimisation du cycle de vie de l'installation,
- ■ meilleure satisfaction du consommateur de l'énergie (par exemple le bâtiment ou le processus industriel) par une amélioration de la disponibilité ou de la qualité de l'énergie.

Modbus s'impose progressivement comme standard ouvert de communication au sein du tableau électrique ainsi que du tableau vers les applications clientes de supervision et de contrôle. Modbus existe sous deux implémentations : la paire torsadée (RS 485) et Ethernet-TCP/IP (IEEE 802.3).
Le site www.modbus.org met à disposition l'ensemble des spécifications de ce bus et référence progressivement l'ensemble des produits et sociétés qui ont rejoint ce standard industriel ouvert.
L'usage des technologies Web participe largement à cette démocratisation en diminuant drastiquement le coût d'accès à ces fonctions, en offrant une interface désormais connue de tous (les pages Web) et en offrant une ouverture et une évolutivité encore inexistantes il y a quelques années.

Deux types de distribution sont possibles :
■ par câbles et conducteurs isolés,
■ par canalisations préfabriquées.

2.2 Les canalisations

Distribution par câbles et conducteurs isolés

Définitions

■ conducteur
Un conducteur comprend une simple âme métallique avec ou sans une enveloppe isolante.
■ câble
Un câble est constitué d'un certain nombre de conducteurs, électriquement séparés mais mécaniquement solidaires, généralement enrobés dans une gaine protectrice souple.
■ chemin de câbles
Le terme chemin de câbles désigne l'installation de conducteurs et/ou de câbles avec une connotation de support et de protection, par exemple : les termes câbles sur tablette, échelle à câbles, câbles dans des goulottes, câbles dans des caniveaux, etc.… sont tous dénommés « chemin de câbles ».

A noter que ces différents modes de pose, répertoriés dans la norme CEI 60364-5-52 et pour la France la norme NF C 15-100 partie 5-52, NF C 15-100, influent sur la valeur de l'intensité admissible qu'ils peuvent véhiculer (voir Chapitre G § 2 et 8).

Repérage des conducteurs

Les repérages respectent toujours les trois règles suivantes :
■ **règle 1**
La double coloration vert-et-jaune est exclusivement réservée au conducteur de protection PE et PEN.
■ **règle 2**
Lorsqu'un circuit comporte un conducteur neutre, celui-ci doit être repéré en bleu clair (ou par le chiffre1 pour les câbles à plus de 5 conducteurs).
Lorsqu'un circuit ne comporte pas de neutre, le conducteur bleu clair peut être utilisé comme conducteur de phase s'il est intégré à un câble à plus d'un conducteur.
■ **règle 3**
Les conducteurs de phase peuvent être repérés par toute couleur sauf :
- □ vert-et-jaune,
- □ vert,
- □ jaune,
- □ bleu clair (voir règle 2).

Les conducteurs dans un câble sont identifiés, soit par leur couleur, soit par des chiffres (cf. **Fig. E35**).

Nombre de conducteurs du circuit	Circuit	Canalisations fixes									
		Conducteurs isolés					Câbles multiconducteurs rigides et souples				
		Ph	Ph	Ph	N	PE	Ph	Ph	Ph	N	PE
1	de protection ou de terre					V/J					
2	monophasé entre phases	■	■				N	BC			
	monophasé entre phase et neutre	■			BC		N			BC	
	monophasé entre phase et neutre (PEN)	■			V/J		N			V/J	
3	triphasé sans neutre	■	■	■			N	B	BC		
	2 phases + neutre	■	■		BC		N	B		BC	
	2 phases + conducteur de protection	■	■			V/J	N	BC			V/J
	monophasé phase-neutre + conducteur de protection	■			BC	V/J	N			BC	V/J
4	triphasé avec neutre	■	■	■	BC		N	B	N	BC	
	triphasé sans neutre + conducteur de protection	■	■	■		V/J	N	B	BC		V/J
	2 phases + neutre + conducteur de protection	■	■		BC	V/J	N	B		BC	V/J
	triphasé avec conducteur PEN	■	■	■	V/J		N	B	BC	V/J	
5	triphasé + neutre + conducteur de protection	■	■	■	BC	V/J	N	B	N	BC	V/J
> 5		conducteur de protection : V/J ■ autres conducteurs : N avec numérotage en chiffre, le chiffre 1 étant réservé au conducteur neutre s'il existe									

V/J : vert et jaune N : noir ■ : conforme à la règle 3 BC : bleu clair B : brun

Fig. E35 : Repérage des conducteurs selon la constitution des circuits

Note : si le circuit comporte un conducteur de protection et si le câble disponible ne comporte pas de conducteur vert-et-jaune, le conducteur de protection peut être constitué :
- ■ soit d'un conducteur vert-et-jaune séparé,
- ■ soit du conducteur bleu si le circuit ne comporte pas de conducteur neutre,
- ■ soit d'un conducteur noir si le circuit comporte un conducteur neutre.

Dans les deux derniers cas, le conducteur ainsi utilisé doit être repéré par des bagues ou des repères de couleur vert-et-jaune disposés à tout endroit où son enveloppe est apparente et, en tout cas, à proximité de chaque connexion.

Les cordons d'alimentation des appareils mobiles sont repérés comme des câbles multipolaires souples (cf. **Fig. E36**).

Méthode de distribution et d'installation (cf. **Fig. E37**)

La distribution électrique est réalisée via des chemins de câbles qui supportent des conducteurs isolés ou des câbles assurant leur fixation et leur protection mécanique.

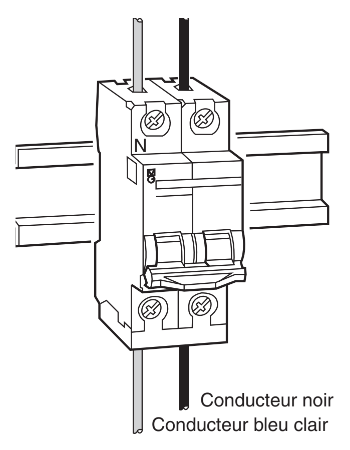


Fig. E36 : Repérage sur un disjoncteur phase + neutre

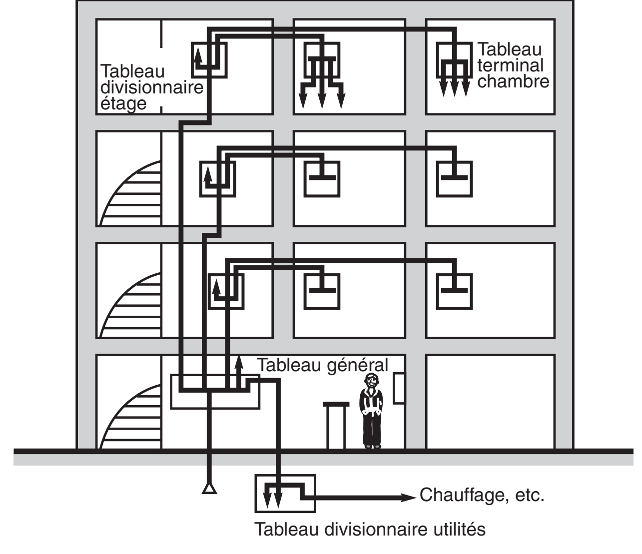


Fig. E37 : Distribution radiale par câbles (exemple d'un hôtel)

La distribution répartie, aussi appelée système de canalisations électriques préfabriquées, est caractérisée par sa facilité d'installation, sa flexibilité et le nombre de points de raccordement possibles.

Canalisations électriques préfabriquées (Distribution répartie)

Les canalisations électriques préfabriquées sont conçues pour distribuer l'énergie (de 20 A à 5000 A) et pour alimenter l'éclairage (dans cette application, les canalisations peuvent jouer un double rôle : celui de distribuer l'énergie électrique et de supporter physiquement les appareils d'éclairage).

Composants de la distribution répartie

Une canalisation électrique préfabriquée comprend un ensemble de conducteurs protégés par un coffret de protection (cf. **Fig. E38**). Utilisés pour le transport et la distribution de l'énergie électrique, les systèmes de canalisations électriques préfabriquées présentent en sortie usine tous les composants, dispositions constructives et caractéristiques nécessaires à leur installation sur site : des connecteurs, des éléments droits, des éléments d'angle, des dispositifs d'installation, etc. Les prises de dérivation placées à des intervalles réguliers rendent disponible l'énergie électrique en tous points de la distribution.

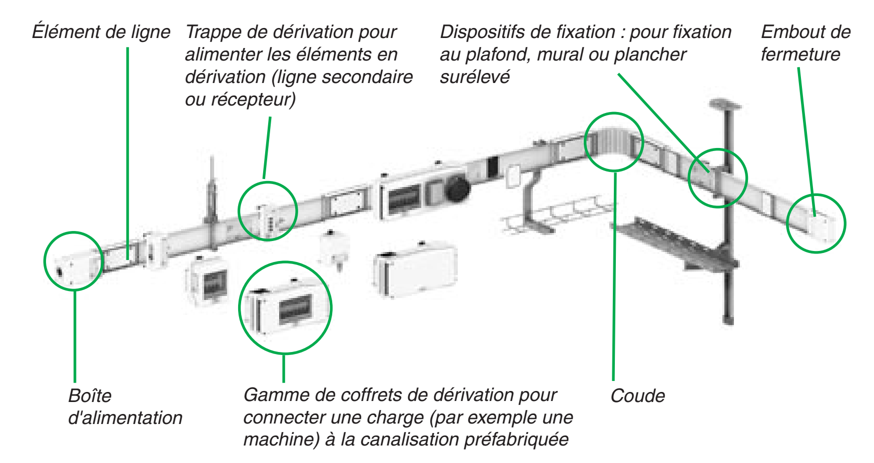


Fig. E38 : Conception d'un système de canalisations électriques préfabriquées de distribution pour des intensités de courants de 25 A à 4000 A

Les différents types de canalisations préfabriquées :

Les systèmes de canalisations préfabriquées sont présents à tous les niveaux de la distribution : de la liaison entre le transformateur et le tableau général BT à l'alimentation des prises de courant et de l'éclairage dans les bureaux et/ou à la distribution d'énergie dans les ateliers.

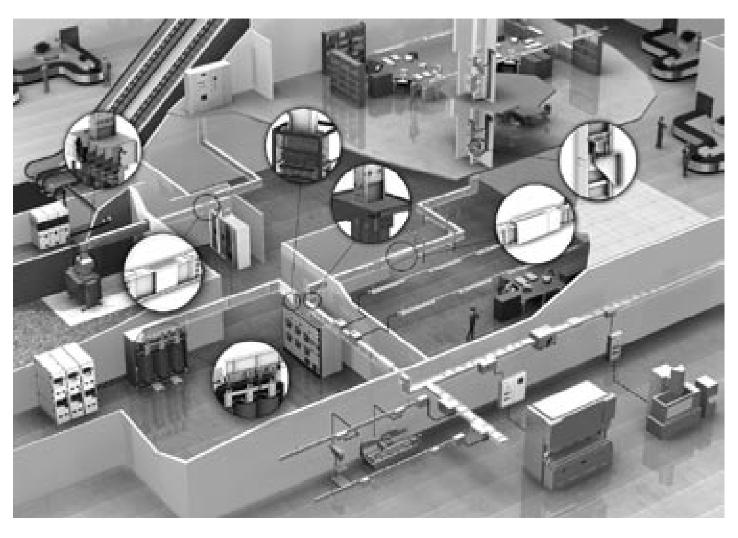


Fig. E39 : Distribution radiale avec des canalisations préfabriquées

Il y a essentiellement trois catégories de canalisations préfabriquées.

■ Canalisation préfabriquée (liaison) du transformateur au TGBT.
L'installation de cette canalisation préfabriquée peut être considérée comme définitive et ne sera très vraisemblablement jamais modifiée. Il n'y a pas de prises de dérivation.
Fréquemment utilisée sur de courte distance, elle est presque toujours installée pour des valeurs d'intensités de 1600 A/2000 A c'est-à-dire quand, pour une distribution par câbles, le niveau d'intensité impose la mise en parallèle des câbles ce qui rend l'installation difficile ou impossible à réaliser. Ces canalisations préfabriquées sont aussi utilisées entre le TGBT et les tableaux de distribution en aval.

■ Canalisation préfabriquée de distribution à faible ou forte densité de dérivation
En aval d'une canalisation préfabriquée principale, deux types d'application peuvent être alimentées :

□ pour des bâtiments de taille moyenne (ateliers industriels avec des presses à injection, des machines à souder, etc. ou hypermarchés avec de gros consommateurs). Les niveaux de courants de court-circuit et de courants d'emploi peuvent être assez élevés (respectivement de 20 à 70 kA et de 100 A à 1000 A).

□ pour des sites de petite taille (atelier avec des machines-outils, usine textile avec des métiers à tisser, supermarchés avec des petits consommateurs). Les niveaux de courants de court-circuit et de courants d'emploi sont plus faibles (respectivement de 10 à 40 kA et de 40 A à 400 A).

Les canalisations préfabriquées de distribution répondent aux besoins des utilisateurs en terme de :

□ modifications et évolution sur site grâce à la haute densité des prises de dérivation,

□ sûreté et continuité de service du fait que les coffrets de dérivation peuvent être connectés sous tension en toute sécurité.
Le concept de la distribution répartie est aussi valable pour une distribution verticale par l'emploi de colonne montante de 100 A à 5000 A dans les grands bâtiments.

■ Les canalisations préfabriquées pour l'alimentation des appareils d'éclairage
Les circuits d'éclairage peuvent être alimentés en utilisant 2 types de canalisation préfabriquée selon que les appareils d'éclairage sont fixés ou non à la canalisation préfabriquée.

□ Canalisation préfabriquée conçue pour la fixation des appareils d'éclairage.
Ces canalisations préfabriquées alimentent et supportent les appareils d'éclairage (réflecteurs industriels, lampes à décharge, etc.). Elles sont utilisées dans des bâtiments industriels, des supermarchés, des grands magasins et des entrepôts. Les canalisations préfabriquées sont très rigides et conçues pour un ou deux circuits de 20 A ou 40 A. Elles ont des prises de dérivations espacées de 0,5 m à 1 m.

□ Canalisation préfabriquée non conçue pour la fixation des appareils d'éclairage.
Similaire à un système de câbles préfabriqués, ces canalisations préfabriquées sont utilisées pour alimenter tous les types d'appareils d'éclairage suspendus à la structure du bâtiment. Elles sont utilisées dans des bâtiments commerciaux (bureaux, magasins, restaurants, hôtels, etc.) et souvent installées, dans les faux plafonds. Les canalisations préfabriquées sont souples et conçues pour un circuit de 20 A. Elles ont des prises de dérivations espacées de 1,2 m à 3 m.

Les systèmes de canalisations préfabriquées répondent aux exigences d'un grand nombre de bâtiments.

■ Bâtiments industriels : garages, entrepôts, bâtiments de ferme, centres logistiques, etc.
■ Surfaces commerciales : magasins, centre commercial, supermarchés, hôtels, etc.
■ Bâtiments tertiaires : bureaux, écoles, hôpitaux, salles de sports, bateaux de croisières, etc.

Normes

Les systèmes de canalisations préfabriquées doivent être entièrement conformes à la norme CEI 60439-2.
Cette norme définit les dispositions constructives à remplir lors de la conception des systèmes de canalisations préfabriquées (par exemple : caractéristiques d'échauffement, tenue au court-circuit, tenue mécanique, etc.) ainsi que les méthodes d'essais pour les vérifier.
La norme CEI 60439-2 définit 13 essais de série obligatoires sur les configurations ou sur les composants du système.

Canalisations préfabriquées

Utilisation des canalisations préfabriquées dans une installation électrique

En France, les canalisations préfabriquées font l'objet de la norme NF EN 60439-2 classement C 63-422.
Le guide UTE C 15-107 indique les conditions de détermination des caractéristiques des canalisations préfabriquées et du choix des dispositifs de protection.
De par leur diversité, les canalisations peuvent assurer la distribution de l'énergie électrique de la sortie du transformateur HTA/BT au plus près de l'utilisation.
Elles se répartissent essentiellement en trois catégories :

- La liaison transformateur/TGBT.
Adaptée à la puissance du transformateur, son installation est quasi définitive et immuable.
Elle ne comporte pas de dérivations.
Très utilisée dans le cas de liaisons courtes, elle est d'un emploi généralisé au-delà des calibres 2000/2500 A.
- Les canalisations de distribution préfabriquées
Elles peuvent être de tailles très variables et servent à :
  - réaliser la distribution en tant que ligne principale,
  - alimenter d'autres canalisations divisionnaires ou terminales, qui requièrent une grande flexibilité,
  - alimenter directement les points d'utilisation.
- Systèmes d'installations préfabriquées pour distribution terminale.
Ces canalisations comportent, de fabrication, les conducteurs qui permettent un raccordement rapide des socles de prises de courant 10/16 A en des points déterminés.
Elles assurent la distribution horizontale ou verticale à l'aide de plinthes ou de colonnes. Elles permettent ainsi de transporter l'énergie au plus près de l'installation dans un souci de fonctionnalité et d'esthétique.
Elles peuvent intégrer d'autres circuits avec les prises correspondantes (téléphoniques, informatiques, bus, etc.).
Une souplesse d'emploi, alliée à une grande adaptabilité face à l'évolution des besoins, justifie leur utilisation en distribution terminale.

Les avantages des systèmes de canalisation préfabriquée

La flexibilité

- Facilité de changer la configuration (modification sur site pour changer la configuration d'une ligne de production ou pour étendre la surface de production).
- Réutilisation des composants (les composants restent intacts) : quand une modification majeure est réalisée sur une installation, les canalisations préfabriquées sont faciles à démonter et à réutiliser.
- Disponibilité de l'énergie en tout point de l'installation (possibilité d'avoir des prises de dérivation tous les mètres).
- Vaste choix de coffrets de dérivation.

La simplicité

- Conception pouvant être réalisée indépendamment de la distribution et de l'emplacement des consommateurs de courant.
- Performances indépendantes de la mise en œuvre : la mise en œuvre d'une distribution par câbles impose un grand nombre de facteurs de correction.
- Plan de la distribution clair.
- Réduction du temps de montage : le système de canalisation préfabriquée permet de réduire les temps de montage de 50% par rapport à une installation traditionnelle par câbles.
- Garantie constructeur.
- Temps de mise en œuvre contrôlé : le concept du système de canalisation préfabriquée garantit qu'il n'y a pas de mauvaises surprises lors du montage. Le temps de montage est clairement connu à l'avance et éventuellement une solution rapide peut être proposée à tout problème rencontré sur site grâce à ce système adaptable et évolutif.
- Facile à mettre en œuvre grâce à des composants qui sont faciles à manipuler, simples et rapides à connecter.

La sûreté

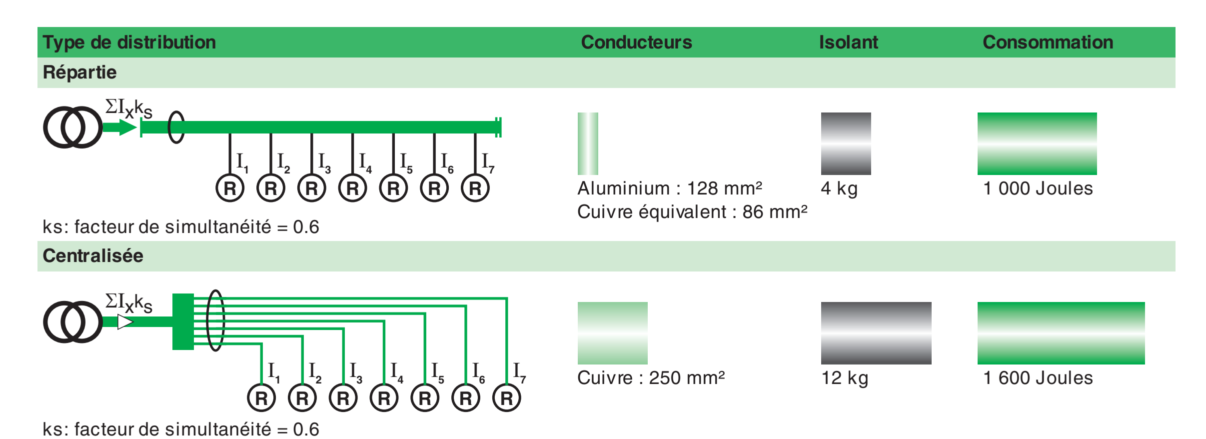
■ Fiabilité garantie par fabrication usine.
■ Composants et éléments détrompés.
■ Assemblage séquentiel des éléments droits et des dérivations rendant impossible le risque d'erreurs.

La continuité de service

■ Grand nombre de prises de dérivation permettant d'alimenter facilement en énergie tout nouveau consommateur de courant. La connexion ou la déconnexion d'un consommateur est rapide et peut être réalisée en toute sécurité même sous tension. Ces deux actions (d'ajout ou de modification) se réalisent sans avoir à arrêter l'exploitation.
■ Recherche de défaut rapide et facile du fait que les consommateurs sont proches de la ligne.
■ Maintenance non nécessaire ou réduite au minimum.

Une contribution majeure au développement durable

■ Le système de canalisation préfabriquée permet une combinaison des circuits. En comparaison à une distribution traditionnelle par câbles, le total des consommations de matières premières, cuivre et isolants, et d'énergie est divisé par 3 du fait du concept de distribution répartie réalisée par le système de canalisation préfabriquée (cf. **Fig. E40**).
■ Réutilisation des éléments et tous ses composants sont complètement recyclables.
■ Ne contient pas de PVC et ne génère pas de gaz ou de déchets toxiques.
■ Réduction des risques dus à l'exposition aux champs électromagnétiques.



Type de distribution	Conducteurs	Isolant	Consommation
Répartie			
$\Sigma I_x k_s$; I_1 … I_7 ; ks: facteur de simultanéité = 0.6	Aluminium : 128 mm² Cuivre équivalent : 86 mm²	4 kg	1 000 Joules
Centralisée			
$\Sigma I_x k_s$; I_1 … I_7 ; ks: facteur de simultanéité = 0.6	Cuivre : 250 mm²	12 kg	1 600 Joules

Fig. E40 : Exemple : comparaison des consommations environnementales pour réaliser une alimentation de 7 consommateurs de 25 A sur 30 m en distribution répartie par Canalis KS 250A et en distribution centralisée par câbles.

Nouvelles caractéristiques fonctionnelles pour Canalis

Les systèmes de canalisations préfabriquées s'améliorent. Parmi les nouvelles caractéristiques sont à mentionner :
■ performance accrue avec un nouvel indice de protection IP55 et de nouveaux calibres de 160 A à 1000 A (KS),
■ nouvelles offres d'éclairage avec des connecteurs de lampes précâblés et de nouvelles gaines,
■ nouveaux accessoires de fixation : système rapide de fixation, des gaines à câbles, support partagé avec circuit VDI (voix, donnés, image).

Les systèmes de canalisations préfabriquées sont parfaitement intégrés avec l'environnement :

■ couleur blanche pour se fondre dans l'environnement de travail, naturellement intégrés dans une gamme de produits de la distribution électrique,
■ conformité aux Directives Européennes pour la réduction des substances dangereuses (RoHS).

Exemples de systèmes de canalisations préfabriquées

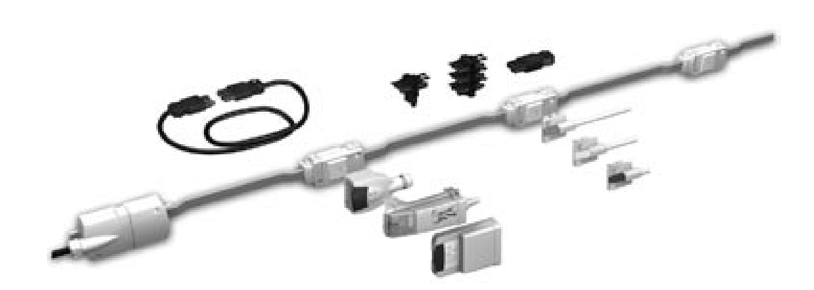


Fig. E41 : *Canalisation préfabriquée souple non conçue pour la fixation des luminaires*

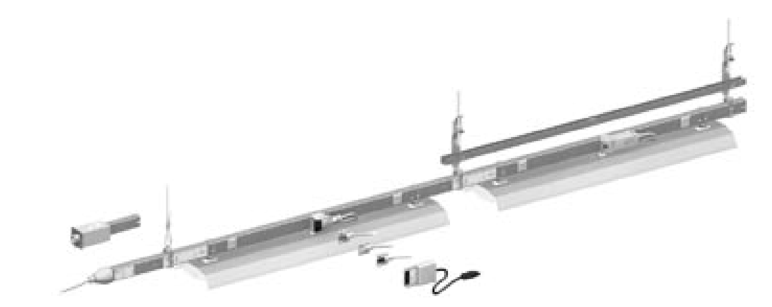


Fig. E42 : *Canalisation préfabriquée rigide conçue pour supporter les luminaires : Canalis KBA et KBB (25 A et 40 A)*

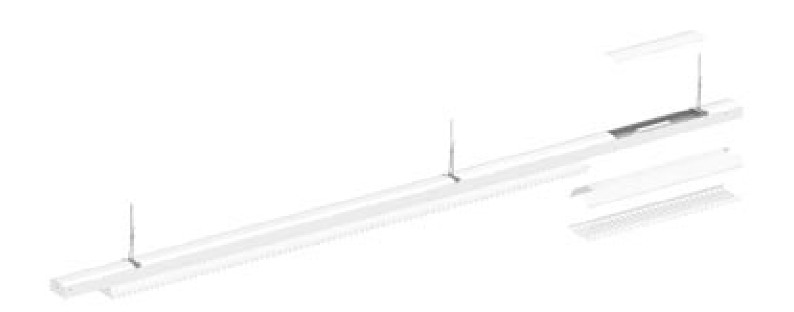


Fig. E43 : *Gaine d'éclairage : Canalis KBX (25 A)*

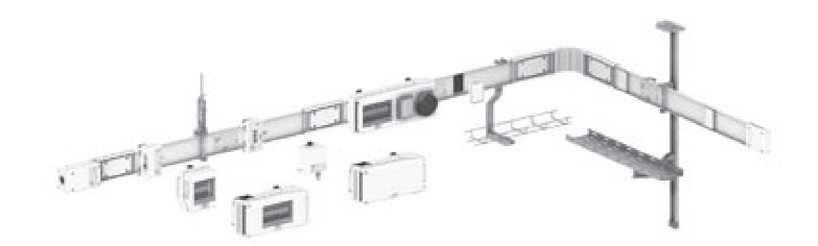


Fig. E44 : *Canalisation préfabriquée pour la distribution de moyenne puissance : Canalis KN (40 à 160 A)*

2 Le système d'installation

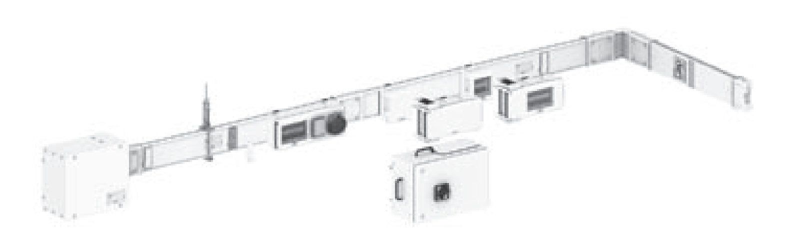


Fig. E45 : Canalisation préfabriquée pour la distribution de moyenne puissance : Canalis KS (100 à 1000 A)

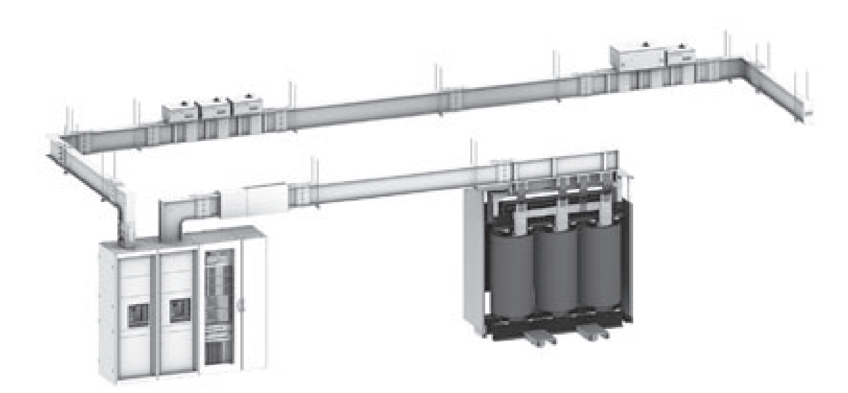


Fig. E46 : Canalisation préfabriquée pour la distribution de forte puissance : Canalis KT (800 à 5000 A)



3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100, partie 5-51)

Les influences externes doivent être prises en compte pour le choix :
- *des mesures appropriées pour assurer la sécurité des personnes,*
- *des caractéristiques des équipements électriques telles que degré de protection (IP), tenue mécanique (IK), etc.*

3.1 Définition et normes

Toute installation électrique est placée dans un environnement qui présente des risques plus ou moins importants pour :
- les personnes,
- les équipements constituant l'installation.

En conséquence, les conditions d'environnement influencent :
- la définition et le choix des équipements appropriés d'une installation,
- le choix des mesures de protection pour la sécurité des personnes (en particulier dans les emplacements spéciaux des installations électriques).

Les conditions d'environnement sont regroupées sous la dénomination « influences externes ». Les normes nationales relatives aux influences externes intègrent une classification qui est basée, ou qui en est très proche, sur celle des normes CEI 60364 (pour la France, la norme NF C 15-100 § 5-51).

3.2 Classification

Chaque condition d'influence externe est désignée par un code comprenant toujours un groupe de deux lettres majuscules et d'un chiffre.

Première lettre

La première lettre concerne la catégorie générale des influences externes :
- A = environnement
- B = utilisation
- C = construction des bâtiments

Seconde lettre

La seconde lettre concerne la nature de l'influence externe.

Chiffre

Le chiffre concerne la classe de chaque influence externe.

Exemple

Par exemple, le code AC2 signifie :
A = environnement
AC = environnement-altitude
AC2 = environnement-altitude > 2,000 m

Si plusieurs influences externes sont à considérer, elles peuvent avoir des effets indépendants ou mutuels et le degré de protection doit être choisi en conséquence.

3.3 Liste des influences externes

La **Figure E47** ci-après est tirée de la norme CEI 60364-5-51 auquel il faut se référer pour plus de détails.

La NF C 15-100 partie 5-51 reprend et complète la liste des influences externes dans le tableau 512.2 (les différences sont signalées dans le tableau de la Figure E47 sur fond grisé).

Code	Influences Externes			Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement				
AA	**Température ambiante (°C)**			
AA1	- 60 °C	+ 5 °C	Frigorifique	Matériel étudié spécifiquement ou dispositions appropriées
AA2	- 40 °C	+ 5 °C	Très froide	
AA3	- 25 °C	+ 5 °C	Froide	
AA4	- 5° C	+ 40 °C	Tempérée	Normal
AA5	+ 5 °C	+ 40 °C	Chaude	
AA6	+ 5 °C	+ 60 °C	Très chaude	Matériel étudié spécifiquement ou dispositions appropriées
AA7	- 25 °C	+ 55 °C	Extérieur abrité	
AA8	- 50 °C	+ 40 °C	Extérieur non protégé	

*Fig. E47 : Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51)**(suite sur la page suivante)*

Code	Influences Externes						Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement							
AB	**Conditions climatiques (influences combinées de la température et de l'humidité)**						
	Température de l'air (°C)		Humidité relative (%)		Humidité absolue g/m³		
	Basse	Haute	Basse	Haute	Basse	Haute	
AB1	- 60 °C	+ 5 °C	3	100	0,003	7	Des dispositions particulières doivent être prises
AB2	- 40 °C	+ 5 °C	10	100	0,1	7	
AB3	- 25 °C	+ 5 °C	10	100	0,5	7	
AB4	- 5° C	+ 40 °C	5	95	1	29	Normal
AB5	+ 5 °C	+ 40 °C	5	85	1	25	
AB6	+ 5 °C	+ 60 °C	10	100	1	35	Des dispositions particulières doivent être prises
AB7	- 25 °C	+ 55 °C	10	100	0,5	29	
AB8	- 50 °C	+ 40 °C	15	100	0,04	36	
AC	**Altitude**						
AC1	≤ 2000 m						Normal
AC2	> 2000 m						Peut nécessiter un facteur de déclassement
AD	**Présence d'eau**						
AD1	Négligeable		Emplacements situés à l'intérieur				IPX0
AD2	Chutes de goutte d'eau						IPX1 ou IPX2
AD3	Aspersion d'eau						IPX3
AD4	Projection d'eau						IPX4
AD5	Jets d'eau		Emplacements couramment lavés aux jets				IPX5
AD6	Paquets d'eau		Emplacements situés en bord de mer (jetées, plages, quais, ...)				IPX6
AD7	Immersion		Emplacements susceptibles d'être inondés (eau < 150 mm au dessus du point le plus haut du matériel, la partie basse du matériel < 1m de la surface de l'eau)				IPX7
AD8	Submersion		Emplacements totalement recouverts d'eau de façon permanente				IPX8
AE	**Présence de corps solides étrangers**						
			La plus petite dimension		Exemple		
AE1	Négligeable						IP0X
AE2	Petits objets		2.5 mm		Outils		IP3X
AE3	Très petits objets		1 mm		Fils		IP4X
AE4	Poussières légères						IP5X si la pénétration de la poussière n'est pas préjudiciable au fonctionnement
AE5	Poussières moyennes						IP6X si la poussière ne doit pas pénétrer dans les matériels
AE6	Poussières importantes						IP6X
AF	**Présence de substances corrosives ou polluantes**						
AF1	Négligeable						Normal
AF2	Atmosphérique						Selon la nature de la substance
AF3	Intermittente ou accidentelle						Protection contre la corrosion
AF4	Permanente						Matériel spécialement étudié
AG	**Chocs mécaniques**						
	La norme NF C 15-100 fait référence au code IK défini dans la CEI 62262, ajoute une classe AG4.						
AG1	Faibles		IK02				Normal
AG2	Moyens		IK07				Matériel à usage industriel si applicable ou protection renforcée
AG3	Importants		IK08				Protection renforcée
AG4	Très importants		IK10				Protection très renforcée
AH	**Vibrations**						
AH1	Faibles		Installations domestiques ou analogues				Normal
AH2	Moyennes		Installations industrielles habituelles				Matériels spécialement étudiés ou dispositions spéciales
AH3	Importantes		Installations industrielles soumises à des conditions sévères				
AJ	**Autres conditions mécaniques (à l'étude)**						
AK	**Présence de flore ou moisissures**						
AK1	Négligeable						Normal
AK2	Risque						
AL	**Présence de faune**						
AH1	Négligeable						Normal
AH2	Risque						

Fig. E47 : Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51)(suite sur la page suivante)

Code	Influences Externes	Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement		
AM	**Influences électromagnétiques, électrostatiques ou ionisantes**	
AM1	Harmoniques, interharmoniques	Mettre en œuvre les normes CEI appropriées
AM2	Signaux sur le secteur	
AM3	Variations d'amplitude de la tension	
AM4	Tension déséquilibrée	
AM5	Variations de la fréquence fondamentale	
AM6	Tensions basse fréquence induites	
AM7	Courant continu dans les réseaux alternatifs	
AM8	Champs magnétiques rayonnés	
AM9	Champs électriques	
AM21	Tensions ou courants induits oscillatoires	
AM22	Transitoires unidirectionnels conduits à l'échelle de la nanoseconde	
AM23	Transitoires unidirectionnels conduits à l'échelle de la milliseconde ou microseconde	
AM24	Transitoires oscillatoires conduits	
AM25	Phénomènes rayonnés à haute fréquence	
AM31	Décharges électrostatiques	
AM41	Ionisation	
AN	**Rayonnement solaire**	
AN1	Faible	Normal
AN2	Moyen	
AN3	Élevé	
AP	**Effets sismiques**	
AP1	Négligeables	Normal
AP2	Faibles	
AP3	Moyens	
AP4	Forts	
AQ	**Coup de foudre**	
AQ1	Négligeables	Normal
AQ2	Indirects (dépend du réseau d'alimentation)	
AQ3	Exposition directe du matériel	
AR	**Mouvements de l'air**	
AQ1	Faibles	Normal
AQ2	Moyens	
AQ3	Forts	
AS	**Vents**	
AQ1	Faibles	Normal
AQ2	Moyens	
AQ3	Forts	
B - Utilisation		
BA	**Compétence des personnes**	
BA1	Ordinaires	Normal
BA2	Enfants	
BA3	Handicapés	
BA4	Averties	
BA5	Qualifiées	
BB	**Résistance électrique du corps humain** **Note : La norme CEI 60364-5-51 ne développe pas cette influence externe. La NF C 15100 l'explicite en 3 classes.**	
BB1	Conditions sèches ou humides	Normal
BB2	Conditions mouillées	
BB3	Conditions immergées	
BC	**Contact des personnes avec le potentiel de terre**	
BC1	Nuls	Classes de matériels suivant la CEI 61140
BC2	Faibles	
BC3	Fréquents	
BC4	Continus	
BD	**Conditions d'évacuation en cas d'urgence**	
BD1	Densité d'occupation faible / Conditions d'évacuations faciles	Normal
BD2	Densité d'occupation faible / Conditions d'évacuations difficiles	
BD3	Densité d'occupation importante / Conditions d'évacuations faciles	
BD4	Densité d'occupation importante / Conditions d'évacuations difficiles	

Fig. E47 : Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51)(suite sur la page suivante)

Code	Influences Externes	Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement		
BE	**Nature des matières traitées ou entreposées**	
BE1	Risques négligeables	Normal
BE2	Risques d'incendie	
BE3	Risques d'explosion	
BE4	Risques de contamination	
C - Construction des bâtiments		
CA	**Matériaux de construction**	
CA1	Non combustibles	Normal
CA2	Combustibles	
CB	**Structure des bâtiments**	
CB1	Risques négligeables	Normal
CB2	Propagation d'incendie	
CB3	Mouvements	
CB4	Flexibles ou instables	

Détermination des influences externes pour un emplacement
La réglementation des ERP et le décret sur la protection des travailleurs déterminent le risque d'incendie (BE2). C'est le chef d'établissement (arrêté du 31 mars 1980) qui doit définir les risques d'explosion (BE3).
Le guide NF C15-103 indique le choix des matériels en fonction des influences externes.

Fig. E47 : Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51) (fin)

3.4 Degrés de protection procurés par les enveloppes des matériels : codes IP et IK

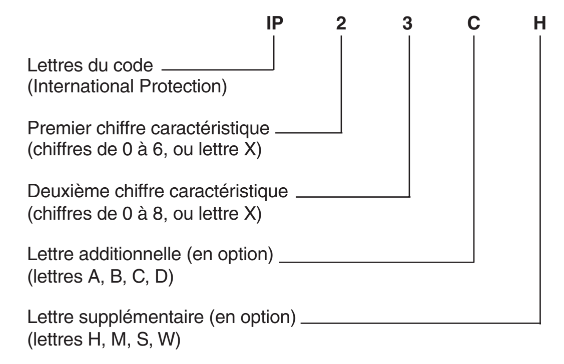
Définition du code IP (cf. **Fig. E48**)

Le degré de protection procuré par une enveloppe est indiqué dans le code IP, défini et recommandé dans la CEI 60529 et la NF C 15-100 § 5-51.

La protection est assurée contre les influences externes suivantes :

- pénétration des corps solides étrangers,
- protection des personnes contre l'accès aux parties dangereuses,
- protection contre la pénétration de poussières,
- protection contre la pénétration de liquides.

Note : le code IP s'applique aux équipements électriques pour des tensions ⩽ 72,5 kV

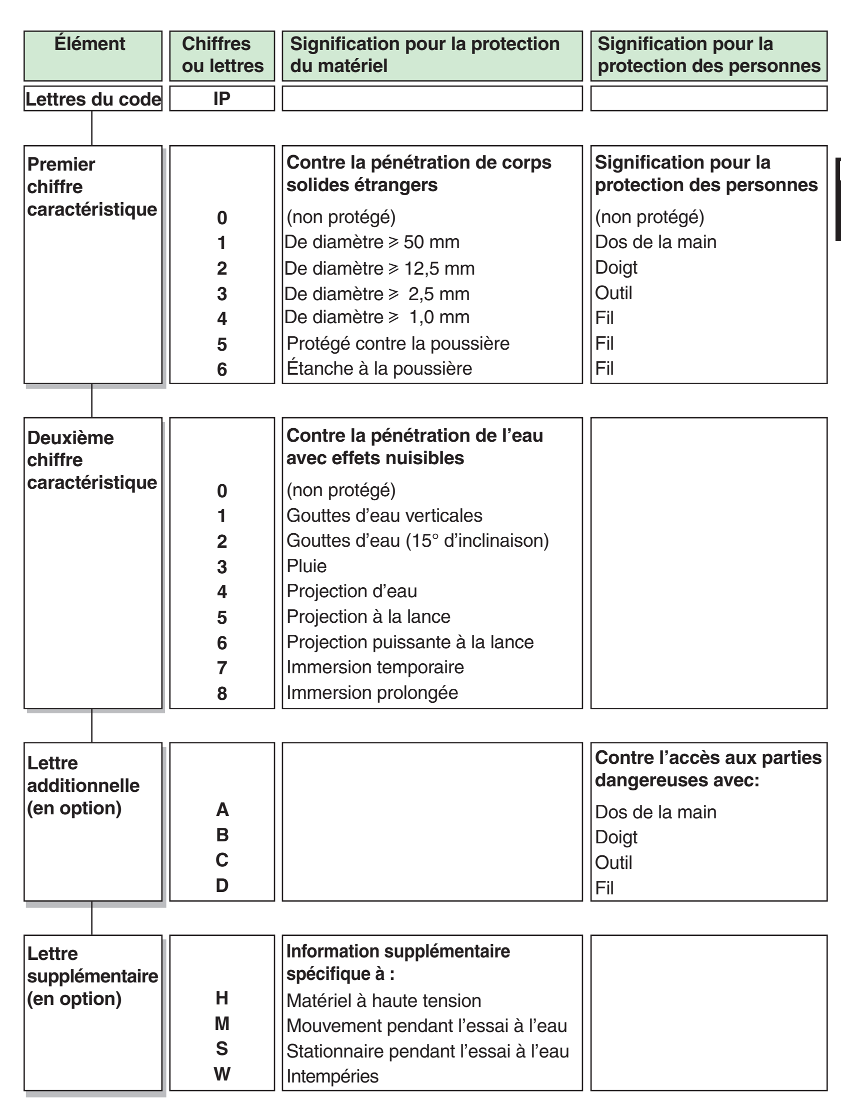


S'il n'est pas exigé de spécifier un chiffre caractéristique, celui-ci doit être remplacé par la lettre «X» (ou «XX» si les deux chiffres sont omis). Les lettres additionnelles et/ou les lettres supplémentaires peuvent être omises sans remplacement.

Fig. E48 : Disposition des informations dans le Code IP

Éléments du code IP et leur signification

Une description brève des éléments du code IP est donnée dans le tableau suivant (cf. **Fig. E49**).



Élément	Chiffres ou lettres	Signification pour la protection du matériel	Signification pour la protection des personnes
Lettres du code	IP		
Premier chiffre caractéristique		**Contre la pénétration de corps solides étrangers**	**Signification pour la protection des personnes**
	0	(non protégé)	(non protégé)
	1	De diamètre ⩾ 50 mm	Dos de la main
	2	De diamètre ⩾ 12,5 mm	Doigt
	3	De diamètre ⩾ 2,5 mm	Outil
	4	De diamètre ⩾ 1,0 mm	Fil
	5	Protégé contre la poussière	Fil
	6	Étanche à la poussière	Fil
Deuxième chiffre caractéristique		**Contre la pénétration de l'eau avec effets nuisibles**	
	0	(non protégé)	
	1	Gouttes d'eau verticales	
	2	Gouttes d'eau (15° d'inclinaison)	
	3	Pluie	
	4	Projection d'eau	
	5	Projection à la lance	
	6	Projection puissante à la lance	
	7	Immersion temporaire	
	8	Immersion prolongée	
Lettre additionnelle (en option)			**Contre l'accès aux parties dangereuses avec:**
	A		Dos de la main
	B		Doigt
	C		Outil
	D		Fil
Lettre supplémentaire (en option)		**Information supplémentaire spécifique à :**	
	H	Matériel à haute tension	
	M	Mouvement pendant l'essai à l'eau	
	S	Stationnaire pendant l'essai à l'eau	
	W	Intempéries	

Fig. E49 : Les éléments du code IP et leur signification

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100, partie 5-51)

Définition du code IK

La norme CEI 60262 définit un code IK qui caractéristique le degré de protection procuré par une enveloppe contre les impacts mécaniques sur toutes ses faces (cf. **Fig. E50**).

Code IK	Énergie d'impact (en Joules)	Code AG (cf. Fig. E47)	
01	⩽ 0,14	AG1	
02	⩽ 0,20		
03	⩽ 0,35		
04	⩽ 0,50	AG2	
05	⩽ 0,70		
06	⩽ 1		
07	⩽ 2		
08	⩽ 5	AG3	
09	⩽ 10		
10	⩽ 20	AG3	AG4 (1)

(1) En France, la NF C 15-100 considère une quatrième classe (code AG4) d'influence externe «Chocs mécaniques»

Fig. E50 : Les éléments du Code IK et leurs significations

Spécifications des codes IP et IK pour des tableaux de distribution

Les degrés de protection IP et IK des enveloppes doivent être spécifiées en fonction des différentes influences externes, définies les normes CEI 60364 et NF C 15-100 § 5-51, en particulier :

- présence de corps solides (code AE),
- présence d'eau (code AD),
- contraintes mécaniques (pas de code),
- compétence des personnes (code BA).

Les tableaux Prisma Plus sont conçus pour être installés à l'intérieur des bâtiments. Selon différents lieux d'installation, Schneider Electric recommande des valeurs à retenir pour les codes IP et IK (cf. **Fig. E51**et **Fig. E52**) sauf si des décrets, des textes réglementaires ou des normes en vigueur dans le pays imposent des dispositions particulières.

Recommandations IP

Codes IP selon les conditions d'environnement		
Normal sans risque de chute d'eau verticale	Salles techniques	30
Normal avec risque de chute d'eau verticale	Halls, Lieux de passage	31
Très sévère avec risque de projections d'eau dans toutes les directions	Ateliers	54/55

Fig. E51 : Recommandations pour le choix du code IP

Recommandations IK

Code IK selon les conditions d'environnement		
Aucun risque majeur	Salle technique	07
Risque significatif d'impacts importants qui pourrait causer des dommages aux appareils	Halls, Lieux de passage	08 (Armoire avec porte)
Risque très élevé d'impacts importants qui pourrait causer des dommages à l'armoire électrique	Ateliers	10

Fig. E52 : Recommandations pour le choix du code IK

Chapitre F
La protection contre les chocs électriques

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Généralités

Lorsqu'un courant supérieur à 30 mA traverse une partie du corps humain, la personne concernée est en danger si le courant n'est pas interrompu dans un temps assez court.

1.1 Chocs électriques

C'est l'effet physiopathologique résultant du passage d'un courant électrique à travers le corps humain.
Son passage affecte essentiellement les fonctions circulatoires et respiratoires et provoque parfois des brûlures. La gravité du danger qu'il présente est fonction de l'intensité du courant qui parcourt le corps, de son trajet et du temps de passage.

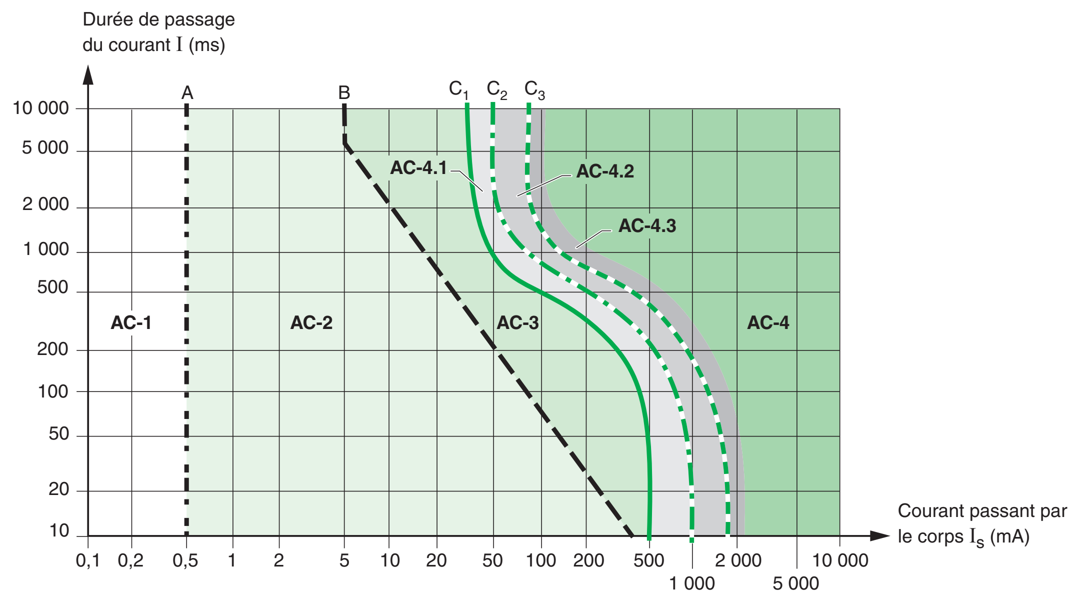
La norme CEI 60479-1 amendée en 2005 définit quatre zones "intensité du courant/durée de passage du courant". Cette norme décrit pour chacune des zones, les effets pathologiques (**cf. Fig. F1**) :

- la courbe C1 de cette norme indique que lorsqu'un courant supérieur à 30 mA traverse le corps humain longitudinalement, la personne concernée peut mourir si ce courant n'est pas interrompu dans un temps assez court.
- le point 500 ms/100 mA, très proche de la courbe C1, correspond à une probabilité de fibrillation de l'ordre de 0,14 %.

La protection des personnes contre les chocs électriques dans une installation électrique BT doit être réalisée en conformité avec les normes nationales appropriées, les textes réglementaires, les décrets, les circulaires et guides techniques, etc. en vigueur dans chaque pays. Les normes de référence sont :

- les normes CEI 60364 (série) définissant les règles d'installation,
- les normes CEI 60479 (série) définissant les effets pathologiques du courant électrique sur le corps humain,
- les normes produits CEI 60755 (dispositif différentiel DDR), CEI 61008 (interrupteur différentiel domestique), CEI 61009 (disjoncteur différentiel domestique) et CEI 60947-2 (disjoncteur industriel(1)).

- la norme NF C 15-100,
- le décret n° 88-1056 du 14.11.88 sur la protection des travailleurs complété de ses arrêtés, circulaires, recommandations et notes techniques.



AC-1: non perception
AC-2: perception
AC-3 : effet réversible : crispation musculaire
AC-4: possibilité d'effets irréversibles
Zone AC-4-1 : probabilité de 0 à 5% de fibrillation cardiaque
Zone AC-4-2 : probabilité de 5 à 50% de fibrillation cardiaque,
Zone AC-4-3 : probabilité supérieure à 50% de fibrillation cardiaque.

Courbe A : seuil de perception du courant,
Courbe B : seuil de contraction musculaire,
Courbe C1 : probabilité à 0% de fibrillation ventriculaire,
Courbe C2 : probabilité à 5% de fibrillation ventriculaire,
Courbe C3 : probabilité à 50% de fibrillation ventriculaire

Fig. F1 *: Zones intensité du courant/durée de passage du courant et effets sur le corps humain d'un courant alternatif circulant de la main gauche vers les pieds*

(1) Cette norme concerne les disjoncteurs, les disjoncteurs différentiels (annexe B) et les dispositifs différentiels modulaires (DDR) (annexe M) de type industriel.

Correspondance :
CEI 61140 et NF EN 61140.

1.2 Protection contre les chocs électriques

La règle fondamentale de protection contre les chocs électriques est définie dans la partie 4 de la norme CEI 61140 qui couvre à la fois les règles des installations électriques et celles des équipements électriques.

"Les parties actives dangereuses ne doivent pas devenir accessibles et les parties conductrices accessibles ne doivent pas devenir dangereuses"

- ni dans les conditions normales,
- ni dans des conditions de simple défaut.

Différentes mesures sont adaptées à la protection contre ces dangers qui comprennent (voir la norme CEI 60364-4-41 § 410.3.3 et 410.3.5) :

- la coupure automatique de l'alimentation des équipements connectés,
- des dispositions particulières telles que :
  - utilisation de matériel isolant en classe II, ou de niveau équivalent d'isolation,
  - liaisons équipotentielles,
  - séparation électrique des circuits au moyen de transformateurs d'isolement,
  - mesure de protection par très basse tension TBTS et TBTP,
  - emplacements ou locaux non conducteurs, non accessibles au toucher ou interposition de barrière isolante, sous la surveillance d'une personne compétente.

Les normes et règlements imposent une protection contre les contacts indirects à toute installation électrique.
Les mesures de protection sont :
- *la coupure automatique de l'alimentation (au premier ou au second défaut selon le schéma des liaisons à la terre),*
- *des mesures particulières en fonction de situations précises.*

1.3 Contact direct et contact indirect

Les normes et les règlements distinguent deux types de contacts dangereux :
- *les contacts directs,*
- *les contacts indirects, et les mesures de protections correspondantes.*

Contact direct

Ce terme désigne le contact de personnes ou d'animaux (domestiques ou d'élevage) avec des conducteurs actifs (phase ou neutre) ou des pièces conductrices habituellement sous tension (cf. **Fig. F2**).

La norme CEI 61140 a renommé la "protection contre les contacts directs" en "protection principale". L'ancienne appellation est toutefois conservée.

Contact indirect

Ce terme désigne le contact de personnes ou d'animaux (domestiques ou d'élevage) avec des masses(1) mises accidentellement sous tension. Cette mise sous tension accidentelle résulte de la défaillance de l'isolation d'un appareil.

Le courant de défaut porte la masse accessible à une tension susceptible d'être dangereuse qui, à son tour, pourrait être à l'origine d'un courant dangereux au travers de la personne en contact avec cette masse (cf. **Fig. F3**).

La norme CEI 61140 a renommé la "protection contre les contacts indirects" en "protection en cas de défaut". L'ancienne appellation est toutefois conservée.

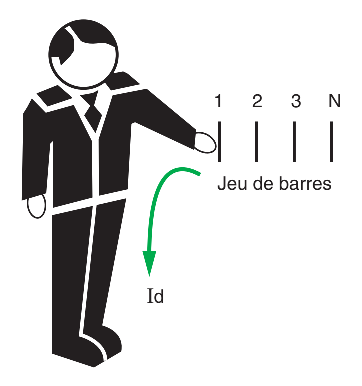


Fig. F2 : Contact direct

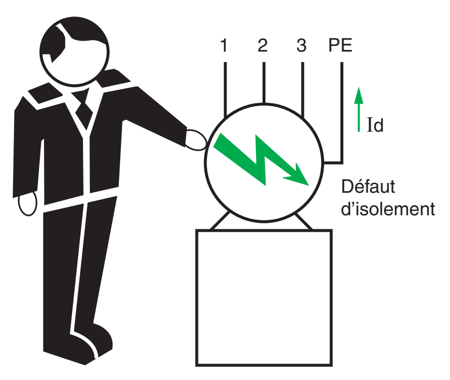


Fig F3 : Contact indirect

(1) Masse : partie conductrice d'un matériel électrique susceptible d'être touchée par une personne, qui n'est normalement pas sous tension, mais peut le devenir en cas de défaut d'isolement.

2 Protection contre les contacts directs

La norme CEI 60364 (NF C 15-100) distingue deux protections :
■ complète (isolation, coffrets),
■ partielle ou particulière.

2.1 Mesures de protection contre les contacts directs

La protection contre les contacts directs est assurée :
■ par "l'isolation principale" des parties actives, c'est-à-dire par des barrières ou des enveloppes,
■ par la mise en œuvre d'une protection complémentaires réalisée par un dispositif différentiel à courant résiduel haute sensibilité (IΔn ≤ 30 mA) et à temps de fonctionnement rapide. Ces dispositifs sont très efficaces dans la majorité des cas de contact direct.

Protection par isolation des parties actives

Elle consiste en une isolation conforme aux prescriptions concernant les matériels. Les peintures, laques, vernis n'assurent pas une protection suffisante (cf. **Fig. F4**).

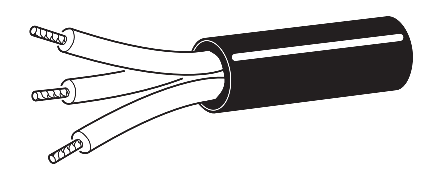


Fig. F4 : Protection par isolation d'un câble triphasé avec gaine

Fig. F5 : Exemple d'isolation par enveloppe

Protection au moyen de barrières ou d'enveloppes

C'est une mesure très utilisée puisque bon nombre de matériels sont installés dans des coffrets, des armoires, des tableaux (cf. **Fig. F5**).
Pour être considérés comme assurant la protection contre les contacts directs, tous ces équipements doivent posséder au moins le degré de protection IP 2X ou IP XXB (cf. chapitre E paragraphe 3.4).
Par ailleurs, l'ouverture de l'enveloppe (porte, tiroirs, panneaux) ne doit pouvoir s'effectuer que :
■ à l'aide d'une clé ou d'un outil, ou bien
■ après mise hors tension des parties actives, ou bien
■ avec interposition automatique d'un autre écran ne pouvant lui-même être escamoté qu'à l'aide d'une clef ou d'un outil. Les enveloppes métalliques doivent être raccordées au conducteur de protection.

Correspondance :
CEI 60364-4-41 et NF C 15-100 § 4-41

Mesures de protection partielle

■ Protection au moyen d'obstacles ou par mise hors de portée
Elle est réservée aux locaux dont l'accès est restreint aux personnes averties ou qualifiées, en pratique les locaux de services électriques. La mise en œuvre de ces mesures est détaillée dans la norme CEI 60364-4-41.

Mesures de protection particulière

■ Protection par l'utilisation de la très basse tension TBTS ou la limitation de l'énergie de décharge
Ce sont des cas particuliers, car ils ne permettent pas de véhiculer des puissances importantes. On se reportera utilement à leur description au paragraphe 3.5.

La mesure de protection complémentaire contre les contacts directs consiste à utiliser des dispositifs à courant différentiel résiduel de haute sensibilité ⩽ 30 mA appelés en abrégé DDR-HS.

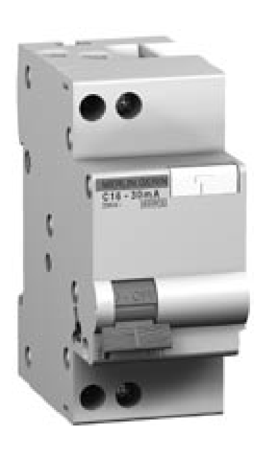


Fig. F6 *: DDR-HS*

La NF C 15-100 édition 2002 étend l'obligation de cette mesure complémentaire aux circuits alimentant les socles de prise de courant et à certains emplacements spéciaux.

2.2 Mesure de protection complémentaire contre les contacts directs

Toutes les mesures précédentes ont un caractère préventif. L'expérience montre que la plupart peuvent se révéler parfois défaillantes pour plusieurs raisons :

- manque d'entretien,
- imprudence, négligence, inattention,
- usure normale ou anormale d'un isolant (exemple : sollicitations mécaniques fréquentes des cordons souples),
- contact accidentel,
- présence d'eau imprévue, rendant l'isolation ou les enveloppes inefficaces.

Pour pallier ce risque, la mesure de protection complémentaire contre les contacts directs consiste à utiliser des dispositifs à courant différentiel résiduel de haute sensibilité ⩽ 30 mA appelés en abrégé DDR-HS. Ils détectent tout courant qui ne se reboucle pas au travers des parties actives (phase ou neutre) et déconnectent automatiquement la partie de l'installation concernée (cf. **Fig. F6**).

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I\Delta n \leqslant 30$ mA). Certains pays dont la France l'imposent dans certaines situations.

Cette protection complémentaire est exigée dans certains pays pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

Il est aussi recommandé de limiter le nombre de prises protégées par un DDR-HS (10 prises de courant en aval d'un même DDR).

Le sous chapitre P3 indique les différents locaux dans lesquels l'utilisation de DDR-HS est obligatoire (pour quelques pays) mais dans tous les cas, elle est hautement recommandée comme protection efficace contre les dangers des contacts directs et indirects.

La NF C 15-100 § 411-3-3 impose cette protection complémentaire pour les circuits alimentant les socles de prise de courant jusqu'à 32 A compris, et au-delà si elles sont installées dans des locaux mouillés, et les installations temporaires (chantiers, etc.).

3 Protection contre les contacts indirects

Correspondance :
CEI 60364-4-41 et NF C 15-100-4-41

Les masses sont séparées des parties actives par une isolation principale ; mais elles peuvent être mises accidentellement sous tension, à la suite d'une défaillance de cette isolation. Les normes imposent, en conséquence, la mise en œuvre d'une seconde mesure de protection contre les chocs électriques.

3.1 Mesure de protection par coupure automatique de l'alimentation

La mesure de protection contre les contacts indirects par coupure automatique de l'alimentation est réalisée si les masses sont mises à la terre.

Cette mesure de protection repose sur 2 principes fondamentaux :
- mise à la terre de toutes les masses des matériels électriques de l'installation et constitution de la liaison équipotentielle principale (cf. chapitre G paragraphe 6.4).
- mise hors tension automatique de la partie de l'installation où se produit un défaut d'isolement, de manière à ne pas soumettre une personne à une tension de contact Uc(1) (cf. **Fig. F7**) pendant une durée telle qu'elle soit dangereuse.

Afin de répondre à ces 2 exigences, la norme CEI 60364-4-41 définit une valeur de tension limite de contact, des schémas des liaisons à la terre et des temps de coupure maximaux.



Tension limite conventionnelle de contact U_L (VEI : (826-02-04)

C'est la valeur maximale de la tension de contact présumée qu'il est admis de pouvoir maintenir indéfiniment dans des conditions d'influences externes spécifiées. La valeur de U_L est égale à 50 VCA.
Note : dans certains textes réglementaires, cette tension est dénommée tension limite de sécurité.

Schémas des liaisons à la terre (SLT)

La norme CEI 60364-4-41 définit 3 schémas des liaisons à le la terre : schéma TN, schéma TT et schéma IT. L'objectif de ces schémas est d'empêcher qu'à la suite d'un défaut d'isolement, une personne puisse se trouver soumise à une tension de contact supérieure à U_L= 50 V CA pendant un temps tel qu'il puisse en résulter des dommages organiques.
La mise en œuvre d'un SLT exige aussi le dimensionnement des conducteurs et le choix et les caractéristiques des dispositifs de protection.

Temps de coupure maximal

La norme CEI 60364-4-41 impose pour chaque SLT et en fonction de la tension du réseau des temps de coupure maximaux dans les conditions suivantes :
- pour les circuits terminaux, les temps de coupure sont fonction du schéma des liaisons à la terre de l'installation. Ils ne doivent pas dépasser ceux des **tableaux F8**,
- pour les circuits de distribution, dans tous les cas les temps de coupure doivent être inférieurs à 5 s.

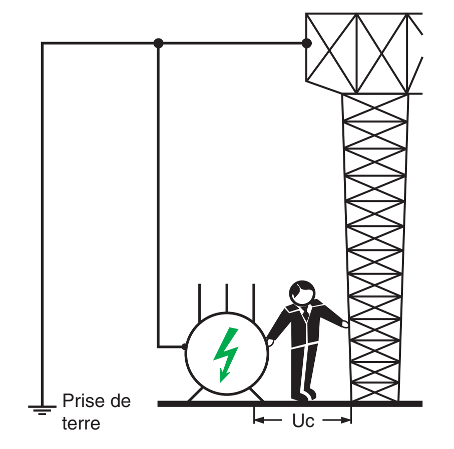


Fig. F7 : La tension de contact Uc à l'origine du danger est une tension main/main

Uo (V)		50 < Uo ≤ 120	120 < Uo ≤ 230	230 < Uo ≤ 400	Uo > 400
Schéma	TN ou IT	0,8	0,4	0,2	0,1
	TT	0,3	0,2	0,07	0,04

Fig. F8 : Durée maximale de maintien de la tension alternative de contact présumée dans les conditions normales. La résistance du sol et la présence de chaussures est prise en compte dans ces valeurs

(1) La tension de contact Uc désigne la tension apparaissant entre deux masses (ou une masse et un élément conducteur qui peut être à la terre) simultanément accessibles lors d'un ou plusieurs défauts d'isolement.

La coupure automatique en schéma TT s'obtient par un dispositif différentiel résiduel (DDR) de sensibilité $I_{\Delta n} \leqslant \frac{50}{R_A}$ avec R_A résistance de la prise de terre des masses d'utilisation.

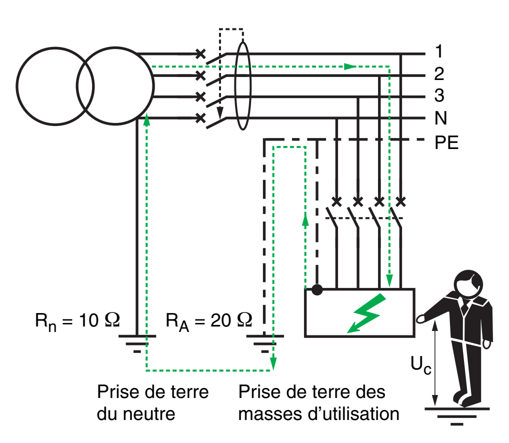


Fig. F9 *: Coupure automatique en schéma TT*

Uo(2) (V)	T (s)
50 < Uo ⩽ 120	0,3
120 < Uo ⩽ 230	0,2
230 < Uo ⩽ 400	0,07
Uo > 400	0,04

(2) Uo est la tension nominale phase-neutre

Fig. F10 *: Temps maximal de coupure pour des circuits terminaux BT ne dépassant pas 32 A*

x $I_{\Delta n}$		1	2	5	> 5
Domestique	Instantané	0,3	0,15	0,04	0,04
	Type S	0,5	0,2	0,15	0,15
Industriel	Instantané	0,3	0,15	0,04	0,04
	Temporisation : 0,06 s	0,5	0,2	0,15	0,15
	Autres temporisations	Voir le constructeur			

Fig. F11 *: Temps de coupure maximal des DDR (en secondes)*

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

3.2 Coupure automatique en schéma TT

Principe

Dans ce type de schéma toutes les masses destinées à être protégées par un même dispositif de coupure doivent être reliées au même système de mise à la terre. Le point neutre de chaque source est relié à une terre distincte de celle des masses.

L'impédance de la boucle de défaut comprend le plus souvent deux résistances de terre, et l'intensité du défaut est, la plupart du temps, bien trop faible pour solliciter les protections de surintensité (disjoncteur ou fusible) dans le temps imparti.

La coupure automatique en schéma TT s'obtient par un dispositif différentiel résiduel (DDR) de sensibilité :

$$I_{\Delta n} \leqslant \frac{50}{R_A}$$

avec :
R_A résistance de la prise de terre des masses d'utilisation
$I_{\Delta n}$ seuil maximal de déclenchement du DDR.

Note :
Ce principe de protection demeure valide si la prise de terre est unique, notamment dans le cas où toutes les conditions du schéma TN ne sont pas réunies.

La définition des protections correspondantes n'exige pas la pleine maîtrise des impédances de la boucle de défaut.

Exemple (cf. **Fig. F9**)
- La résistance de la prise de terre du neutre R_n est de 10 Ω.
- La résistance de la prise de terre des masses d'utilisation R_A est de 20 Ω.
- L'intensité de défaut d'isolement interne du moteur I_d est 230/30 = 7,7 A.
- La tension de contact $U_c = I_d \times R_A$ = 154 V : tension de défaut dangereuse.

Le seuil maximal de déclenchement du DDR, $I_{\Delta n}$ doit donc être ⩽ 50/20 = 2,5 A.
La tension dangereuse sera éliminée par un DDR classique (ex. : $I_{\Delta n}$ = 300mA) en moins de 30 ms.

Temps de coupure maximal

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.2.2 et § 411.3.2.4 définit le temps maximal de coupure des dispositifs de protection utilisés en schéma TT pour la protection contre les contacts indirects :

- pour tous les circuits terminaux ayant un courant assigné ne dépassant pas 32 A, le temps maximal de coupure n'excédera pas les valeurs indiquées sur la **Figure F10**,
- pour les circuits de distribution et les autres circuits, le temps maximal de coupure est fixé à 1s. Cette valeur limite rend possible la sélectivité entre les DDR(1) des circuits de distribution.

Temps de coupure des DDR

Les temps de déclenchement des DDR sont inférieurs aux temps prescrits par la majorité des normes nationales ; cette caractéristique facilite leur mise en œuvre et autorise l'organisation de la sélectivité des protections.

La **Figure F11** indique les caractéristiques temps/courants de déclenchement des DDR de type G (général) et de type S (sélectif) définies dans la norme CEI 61008. Ces caractéristiques permettent un certain niveau de déclenchement sélectif entre plusieurs combinaisons de DDR de sensibilité et de type différent comme indiqué plus loin dans le paragraphe 5.2.

Les DDR de type industriel suivant la CEI 60947-2 permettent des possibilités de sélectivité beaucoup plus importantes du fait de leur grande souplesse de réglage en temporisation.
Les DDR instantanés ou de type S ont un temps de déclenchement conforme au tableau de la Figure F8.

Pour la protection des circuits de distribution, la NF C 15-100 alloue un temps maximal de 5 s aux DDR temporisés.

(1) DDR est le terme générique pour tous les dispositifs de protection fonctionnant suivant le principe du courant résiduel comme les interrupteurs et disjoncteurs différentiel,ou les dispositifs différentiels (voir Chapitre F Paragraphe 8). Dans ce dernier cas, les règles de sélectivité font aussi intervenir les caractéristiques de l'organe de coupure associé (par exemple DDR Vigirex associé à un disjoncteur Compact NSX).

La coupure automatique de l'alimentation en schéma TN est réalisée par les dispositifs de protection contre les surintensités ou par les DDR

3.3 Coupure automatique en schéma TN

Principe

Dans le schéma TN,

- un point de l'alimentation, généralement le neutre, est mis à la terre à la borne principale,
- les masses sont mises à la terre à la borne principale au moyen des conducteurs de protection (PE).

Comme indiqué dans le Chapitre E paragraphe 1.2, la manière dont le conducteur neutre est mis à la terre, dépend du type de SLT à mettre en œuvre : schéma TN-S, schéma TN-C ou schéma TN-C-S. La **Figure F12** montre un schéma TN-C : le conducteur neutre est à la fois un conducteur de protection et un conducteur neutre (PEN).

Dans tous les types de schéma TN, un défaut d'isolement[1] est équivalent à un court-circuit phase neutre. Le niveau élevé des courants de défaut permet d'utiliser les dispositifs de protection contre les surintensités pour assurer la protection des personnes contre les contacts indirects. Cependant pendant le temps, très court, avant coupure, la tension de contact peut atteindre des valeurs excédant 50 % de la tension phase neutre.

En pratique, pour des réseaux de distribution publique, des mises à la terre du conducteur de protection (PE ou PEN) du réseau sont normalement réalisées à intervalle régulier tandis que l'utilisateur est souvent tenu de réaliser une mise à la terre au point d'entrée du bâtiment.

Pour des installations de grande dimension, des mises à la terre additionnelles réparties sur l'ensemble des locaux, sont souvent réalisées afin de réduire autant que possible les tensions de contact. Dans les immeubles de grande hauteur (IGH), tous les éléments conducteurs sont reliés au conducteur de protection à chaque étage.

Afin d'assurer une protection efficace, le courant de défaut à la terre

$Id = \frac{Uo}{Zs}$ ou $0{,}8\frac{Uo}{Zc}$ doit être $\geqslant Ia$ avec :

- Uc = tension nominale phase neutre.
- Id = intensité de défaut (égale à Uo/Zs).
- Ia = courant assurant le fonctionnement du dispositif de protection dans le temps spécifié.
- Zs = impédance de la boucle de défaut, égale à la somme de toutes les impédances parcourues par le courant de défaut (source, conducteurs actifs et conducteurs de protection jusqu'au point de défaut).
- Zc = impédance de boucle du circuit en défaut (voir "méthode conventionnelle " paragraphe 6.2).

Note : l'impédance du circuit de retour à la source au travers de la mise à la terre est (généralement) beaucoup plus élevée que celles mentionnées ci-dessus du fait de la résistance de terre et peut donc être négligée pour le calcul du courant de défaut.

Fig. F12 : Coupure automatique en schéma TN

Exemple (cf. **Fig. F12**)

La tension de défaut $U_c = \frac{230}{2} = 115$ V est dangereuse ;

L'impédance de la boucle de défaut Zs = $Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{DE} + Z_{EN} + Z_{NA}$.

Si les impédances ZAB et ZFE sont négligeables alors :

$$Zs = 2\rho\frac{L}{S} = 64{,}3\ m\Omega \text{ , d'où}$$

$$Id = \frac{230}{64{,}3 \times 10^{-3}} = 3{,}576\ A$$ (≈ 22 In en considérant un disjoncteur Compact NSX160).

Les seuils de déclenchement des protections Instantané et Court retard du disjoncteur Compact NSX160 sont bien inférieurs à la valeur du courant de court-circuit de ce fait un déclenchement certain avec un temps de coupure très court est assuré inférieur au temps de coupure requis (0,4s).

Le seuil de déclenchement instantané Ia du Compact NSX160 est bien inférieur à cette valeur ; il s'ouvrira dans le temps requis (0,4 s).

Note : la méthode conventionnelle décrite dans le guide NF C 15-105 fait l'hypothèse que les impédances amont réduisent la tension de 20 %. Elle indique donc un courant de valeur :

$$\frac{230 \times 0{,}8}{64{,}3} = 2{,}816\ A$$ (≈ 18 In).

(1) En fait s'il s'agit d'un défaut d'isolement dangereux c'est à dire phase-terre. Un défaut du conducteur neutre à la terre n'est pas dangereux (le conducteur neutre étant globalement au potentiel de la terre) donc les dispositifs de protections n'ont pas lieu de déclencher. Cependant, d'un point de vue fonctionnel, un schéma TN-S se transforme en schéma TN-C ce qui peut être préjudiciable pour des équipements sensibles, par exemple du fait de la circulation possible de courants harmoniques de neutre dans les conducteurs de terre (voir Chapitre G paragraphe 4.2).

Correspondance :
CEI 60364-4-41 et NF C 15-100 Partie 4-41

Uo(1) (V)	T (s)
50 < Uo ⩽ 120	0,8
120 < Uo ⩽ 230	0,4
230 < Uo ⩽ 400	0,2
Uo > 400	0,1

(1) Uo est la tension nominale phase-neutre

Fig. F13 : Temps maximal de coupure pour des circuits terminaux en tension CA de courant nominal inférieur à 32 A

Temps maximal de coupure

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.2.3, spécifie le temps maximal de coupure des dispositifs de protection utilisés pour la protection des personnes contre les contacts indirects en schéma TN. Ce temps est fonction de la tension phase-terre égale presque toujours à la tension simple phase-neutre Uo soit :

- pour tous les circuits terminaux dont le courant nominal ne dépasse pas 32 A, le temps maximal de coupure devra être inférieur à la valeur indiquée dans le tableau de la **Figure F13**,
- pour les circuits de distribution et les autres circuits, le temps maximal de coupure est fixé à 5 s. Cette valeur limite rend possible la sélectivité entre les dispositifs de protection.

Note : L'utilisation de DDR peut être nécessaire en schéma TN-S, comme le prévoit la norme CEI 60364. Il est toujours possible d'y recourir en cas de difficulté (extension par exemple), à condition que le conducteur de protection et le neutre soient séparés en amont du DDR.

Une protection assurée par un disjoncteur, se vérifie aisément sur les courbes de déclenchement : le courant de défaut doit dépassé le seuil instantané ou de Court retard (Im).

Protection par disjoncteur (cf. **Fig. F14**)

Le déclencheur Instantané d'un disjoncteur assure l'élimination d'un courant de défaut en moins de 0,1 s.

En conséquence, la condition sur le temps de coupure maximal est automatiquement satisfaite car tous les déclencheurs magnétiques ou électroniques, Instantanés ou Court-retard, conviennent : Ia = Im. La tolérance maximale autorisée par sa norme pour son seuil de déclenchement doit cependant être prise en considération. Il suffit donc que le courant de défaut $\frac{Uo}{Zs}$ ou $0,8\frac{Uo}{Zc}$ déterminé par le calcul (ou constaté sur site) soit supérieur au courant de déclenchement Instantané ou au seuil Court-retard, pour que la coupure soit assurée dans le temps spécifié.

Une protection prévue par fusibles peut ne pas être assurée si l'impédance de boucle de défaut Zs ou Zc est supérieure à une certaine valeur.

Protection par fusible (cf. **Fig. F15**)

Le courant Ia qui assure la fusion dans le temps maximal spécifié se détermine à partir de la caractéristique temps/courant.

Il faut alors s'assurer que le courant de défaut $\frac{Uo}{Zs}$ ou $0,8\frac{Uo}{Zc}$ déterminé comme ci-dessus, lui est bien supérieur.

La condition est donc $Ia < \frac{Uo}{Zs}$ ou $0,8\frac{Uo}{Zc}$ comme indiqué sur la Figure F15.

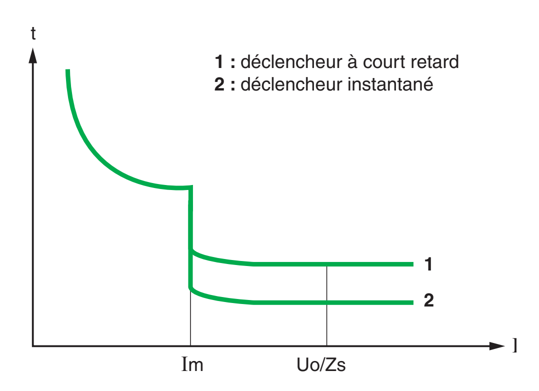


Fig. F14 : Mise en œuvre de la coupure en schéma TN par disjoncteur

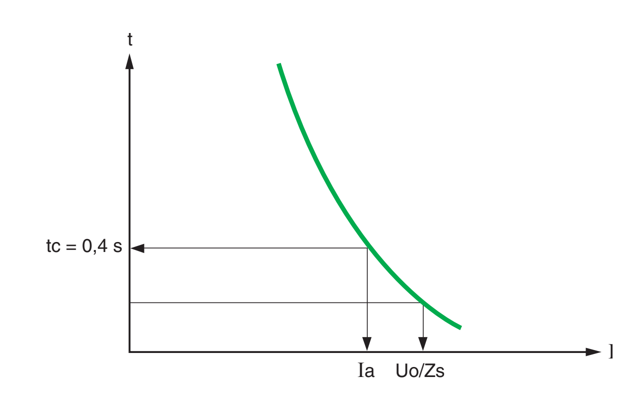


Fig. F15 : Mise en œuvre de la coupure en schéma TN par fusible

Exemple : La tension phase neutre du réseau est 230 V et le temps maximal de coupure indiqué dans le tableau de la Figure F13 est 0,4 s. La valeur correspondante de Ia à ce temps de 0,4 s peut-être lue sur la caractéristique temps/courant du fusible (**cf. Fig. F15**). L'impédance maximale de la boucle de défaut Zs ou de la boucle du circuit en défaut Zc est calculée en prenant les valeurs de la tension (230 V) et du courant Ia soit $Zs = \frac{230}{\mathrm{Ia}}$ ou $Zc = 0{,}8\frac{230}{\mathrm{Ia}}$. Ces valeurs d'impédance ne doivent pas être dépassées et même devraient être nettement inférieures afin de garantir une protection contre les contacts indirects correcte par le fusible du fait des tolérances sur les courants de fusion[1].

Protection au moyen de DDR sur des circuits en schéma TN-S (ou sur la partie TN-S d'un schéma TN-C-S)

L'utilisation de DDR n'est possible qu'en schéma TN-S ou TN-C-S et est interdite en schéma TN-C (norme CEI 60364-4-41 §411.4.5). En schéma TN-C-S, l'utilisation d'un DDR signifie, bien évidemment, que le conducteur de protection (PE) et le conducteur neutre (N) sont séparés en amont du dispositif. Cette séparation est généralement réalisée au point d'entrée du bâtiment.

Les DDR peuvent être utilisés lorsque :
- l'impédance de boucle ne peut être précisément déterminée (difficulté pour estimer les longueurs de câble, éloignement du conducteur (PE) et/ou interposition d'éléments ferromagnétiques dans la boucle),
- le courant de défaut est trop faible pour que le temps de coupure des dispositifs de protection contre les surintensités respecte le temps maximal de coupure spécifié en schéma TN (cf. Fig. F13). Les sensibilités des DDR, de l'ordre de quelques milliampères à quelques ampères, sont très largement inférieures à l'intensité du courant de défaut. De ce fait, les DDR[2] sont toujours parfaitement adaptés à la protection des personnes en schéma TN.

En pratique, les DDR sont souvent installés sur des circuits de distribution et, dans beaucoup de pays, les DDR assurent la protection des personnes des circuits terminaux.

3.4 Coupure automatique lors du second défaut en schéma IT

Dans le schéma IT,
- l'installation est isolée de la terre ou un point de l'alimentation, généralement le neutre, est mis à la terre à travers une impédance (schéma IT impédant) ;
- les masses sont mises à la terre :
  - soit ensemble (interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre à la borne principale),
  - soit individuellement ou par groupes (mises à la terre à des prises de terre différentes).

En schéma IT, on souhaite que la coupure automatique n'intervienne pas lors du premier défaut

La NF C 15-100, partie 537-3, recommande fortement la recherche de défaut.

Le premier défaut

En présence d'un seul défaut d'isolement à la masse ou à la terre, appelé "premier défaut", le courant de fuite Id est assez faible pour que la condition $\mathrm{Id} \times R_A \leqslant 50$ V (cf. paragraphe 3.2) soit respectée et qu'aucune élévation dangereuse de potentiel des masses ne se produise. Dans ce type de schéma :
- un contrôleur permanent d'isolement est exigé. Il doit déclencher un signal sonore ou visuel à l'apparition du premier défaut (cf. **Fig. F16**),
- la recherche et l'élimination rapide du premier défaut est impérative pour bénéficier pleinement de la continuité de service qui est l'avantage prépondérant de ce schéma des liaisons à la terre.



Fig. F16 : Contrôleur permanent d'isolement (CPI) obligatoire

(1) La norme CEI 60269 fusible BT définit des balises temps/courant au § 5.6.3. Par exemple, pour un fusible de calibre 16 A, un temps de fusion de 0.1 s correspond à un courant de fusion minimum de 85 A et maximum de 150 A. De plus ces caractéristiques sont définies à 20°.

(2) si certains DDR sont à déclenchement retardé, le réglage du temps de fonctionnement retardé de ces DDR doit respecter le temps maximal de coupure spécifié par la norme CEI 60364-4-41 (cf. Fig. F13).

Exemple de calcul du courant et de la tension de défaut en IT (au premier défaut)

Pour un réseau de 1 km, l'impédance de fuite à la terre du réseau Zf est de l'ordre de 3 500 Ω. L'ordre de grandeur du courant de fuite est de :

$$\frac{Uo}{Zf} = \frac{230}{3\,500} = 66 \text{ mA par phase.}$$

En absence de défaut, les courants de fuite des phases à la terre sont pratiquement égaux et déphasés de 120 ° : de ce fait, leur somme vectorielle est nulle.

Si le schéma IT est à neutre distribué, l'impédance de fuite Zfn du conducteur neutre est quasi identique à celle des phases mais le courant de fuite du conducteur neutre à la terre est naturellement nul car il n'y a pas de tension entre le neutre et la terre.

Note : l'hypothèse de tensions de phase équilibrées par rapport à la terre nécessite d'avoir des charges dont les fuites naturelles sont équilibrées par rapport à la terre, ce qui est rarement le cas.

L'exemple indiqué en **Figure F17** représente une installation en schéma IT impédant
- dont les masses sont collectivement mises à la terre,
- à neutre distribué (de même section),
- en situation de premier défaut d'isolement (phase à la terre).

Le courant de défaut Id est la somme vectorielle :
- du courant Id1 dû à l'impédance Zc entre le neutre et la terre.

Du fait du défaut à la terre d'une phase, la tension terre neutre est une tension phase neutre soit Uo. Le courant Id1 =Uo/Zc soit 230/1500 = 153 mA.
- et du courant de fuite Id2 revenant à la source au travers de la résistance de terre R_{nA}.

Le courant de fuite Id2 est la somme vectorielle :
- des courants capacitifs de fuite des 2 phases saines. La tension des phases saines par rapport à la terre est une tension phase phase (du fait du défaut sur la 3ème phase), de ce fait le courant de fuite de chacune des 2 phases saines est multiplié par $\sqrt{3}$ par rapport au courant de fuite en absence de défaut. Ces 2 courants sont de plus déphasés de 60°.

Dans le présent exemple, la somme vectorielle des courants de défaut est égale à 2 x $\sqrt{3}$/2 x$\sqrt{3}$ x66 mA soit 198 mA.
- du courant capacitif de fuite du conducteur neutre. La tension du neutre par rapport à la terre est une tension phase neutre. Le courant de fuite est de ce fait Uo/ Zfn soit 66 mA dans notre exemple.

Par suite, le courant de défaut Id2 est la somme vectorielle de ces 2 courants. La composition vectorielle montre que le courant Id2 est égal à 198 mA + 66 mA soit 264 mA dans le présent exemple.

La tension de défaut Uf est toujours inférieure à la somme arithmétique :
- de la tension aux bornes de la résistance de terre (R_{nA} x Id2),
- et de la chute de tension dans le conducteur neutre (quelques mΩ x Id1 soit une tension totalement négligeable).

La tension de défaut Uf est de ce fait égale à R_{nA} x Id2 soit 5 x 264 10^{-3} = 1,32 V tension sans danger pour les personnes.

En schéma IT, la valeur de la tension de défaut Uf au premier défaut est :
- dépendante de l'étendue du réseau (capacité de fuite des câbles) mais reste pratiquement toujours très inférieure à 50 V,
- quasi indépendante du type de schéma IT, schéma IT impédant, avec masses connectées à la terre individuellement ou par groupes, avec masses connectées à la terre ensemble.

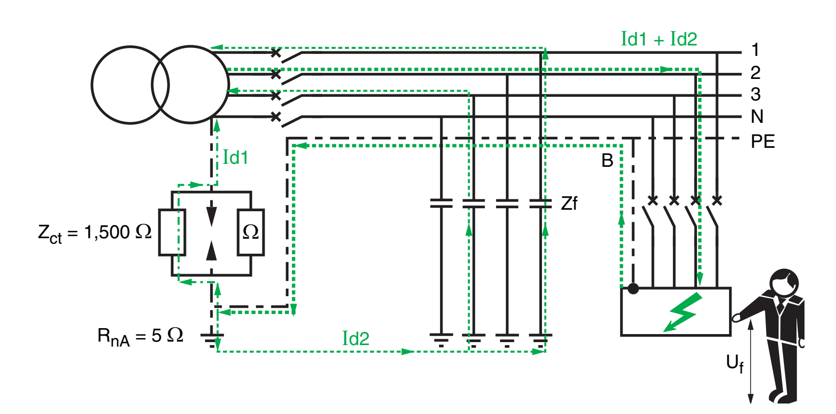


Fig. F17 : Chemin du courant de défaut Id1+Id2 en schéma IT impédant au premier défaut

La présence simultanée de deux défauts est dangereuse et la coupure automatique de l'alimentation doit être organisée en fonction de l'interconnexion des masses et de leur mise à la terre.

Le deuxième défaut

A l'apparition d'un deuxième défaut à la terre, soit sur une autre phase ou soit sur le conducteur neutre, une coupure rapide de l'alimentation est obligatoire. Deux cas sont à considérer pour gérer la coupure de l'alimentation.

Premier cas

Ce cas concerne un schéma IT dans lequel les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre, comme indiqué sur la **Figure F18**.

Dans ce cas, aucune résistance de terre ne se situe sur le chemin du courant de défaut. De ce fait, l'intensité du courant de deuxième défaut est obligatoirement très élevée donc les dispositifs de protection contre les surintensités, disjoncteur ou appareillage à fusible, peuvent être utilisés.

Dans un cas possible, les 2 défauts peuvent apparaître successivement à l'extrémité des 2 circuits de l'installation les plus éloignés entre eux et de la source.

Il est démontré que dans le cas le plus défavorable l'impédance de boucle de défaut est le double de l'impédance de boucle du circuit à protéger. De ce fait, il est nécessaire de doubler l'impédance de boucle du circuit pour calculer le niveau du courant de deuxième défaut présumé et le réglage de son dispositif de protection contre les surintensités.

De plus si le schéma IT est à neutre distribué, les courants de deuxième défaut les plus bas auront lieu quand un des défauts sera un défaut sur le conducteur neutre (en schéma IT les 4 conducteurs, phases et neutre, sont isolés de la terre). De ce fait, dans un schéma IT avec neutre distribué, la tension phase neutre Uo doit être utilisée pour le calcul de la valeur de réglage de la protection contre les courts-circuits

Ia soit $0{,}8\dfrac{Uo}{2\,Zc} \geqslant Ia$ (1) avec

Uo = tension phase neutre

Zc = impédance de la boucle du circuit en défaut (voir le paragraphe 3.2)

Ia = courant assurant le fonctionnement du dispositif de protection contre les courts-circuit

Si le conducteur neutre n'est pas distribué alors la tension phase phase $Uo\sqrt{3}$ doit être utilisée pour le calcul de la valeur de réglage de la protection contre les courts-circuits Ia soit $0{,}8\dfrac{\sqrt{3}\,Uo}{2\,Zc} \geqslant Ia$ (1).

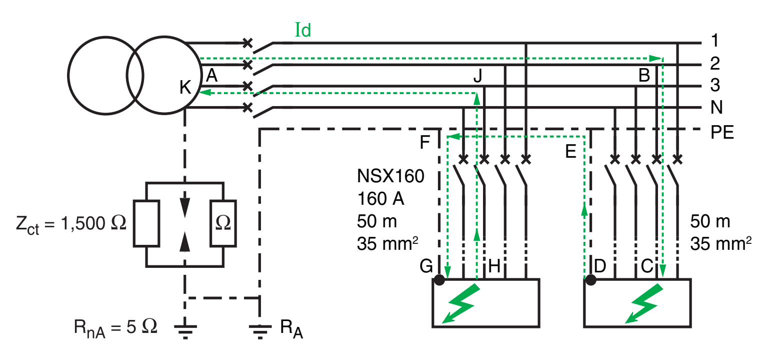


Fig. F18 : Coupure automatique par disjoncteur au deuxième défaut en schéma IT dans le cas ou les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre

- Temps maximal de coupure

Rappel : dans ce 1er cas, les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre.

Les conditions de déclenchement sont identiques à celles du schéma TN soit :

- pour tous les circuits terminaux dont le courant nominal ne dépasse pas 32 A, le temps maximal de coupure ne devra pas dépasser la valeur indiquée dans le tableau de la Figure F8,
- pour les circuits de distribution et les autres circuits, le temps maximal de coupure est fixé à 5 s. Cette valeur limite rend possible la sélectivité entre les dispositifs de protection.

- Protection par disjoncteur

Dans le cas présenté en Figure 18, la protection des personnes peut être assurée par des disjoncteurs. Le réglage de la protection magnétique du disjoncteur est à effectuer en fonction de la valeur du courant deuxième défaut pour assurer son déclenchement. L'exigence du temps maximal de coupure (voir le tableau en Fig. 8) est naturellement satisfaite.

(1) fondé sur la méthode conventionnelle indiquée dans le 1er exemple du paragraphe 3.3

La largeur de la plage de réglage des protections Instantané et court retard des déclencheurs Micrologic équipant les disjoncteurs Compact NSX160 permet d'assurer cette protection même dans le cas d'un départ de grande longueur.

Exemple de calcul de protection

Rappel : dans ce 1er cas, les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre.
Comme il a été précisé l'impédance de boucle du circuit pour calculer sa protection au deuxième défaut, en utilisant la «méthode conventionnelle» (voir paragraphe 6.2) est égale à 2 fois celle calculée en schéma TN (voir le paragraphe 3.3).

La résistance de boucle du circuit FGHJ = $2R_{JH} = 2\rho\frac{L}{a}$ en mΩ avec :

ρ = résistivité d'un conducteur de 1 mètre de long et de section 1 mm^2, en mΩ
L = longueur des circuits en mètres
a = section du conducteur en mm^2

Soit la résistance de la boucle FGHJ = 2 x 22,5 x 50/35 = 64,3 mΩ.
D'où la résistance de la boucle BCDEFGHJ est égale à 2 x 64,3 = 129 mΩ.
Le courant de défaut est par suite égal à 0,8 x $\sqrt{3}$ x 230 x 10^3/129 = 2 470 A.

■ Protection par fusible

Le courant I_a qui assure la fusion du fusible dans le temps maximal spécifié se détermine à partir de la caractéristique temps/courant (cf. Fig. 15). Le courant Ia doit être nettement inférieur au courant de deuxième défaut du circuit protégé (voir paragraphe 3.3 «protection par fusible»).

■ Protection par DDR ou par disjoncteurs différentiels

Lorsque les courants de deuxième défaut sont de très faible valeur, en particulier sur les circuits de distribution de très grande longueur et/ou sur les circuits terminaux, la protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée au niveau de chaque circuit par des DDR ou par des disjoncteurs différentiels comme pour le deuxième cas développé ci-après.

Deuxième cas

Ce cas concerne un schéma IT dans lequel :
■ les masses sont soit individuellement mises à la terre (chaque appareil a sa propre prise de terre), soit par groupes (pour chaque groupe, les masses des appareils sont interconnectées à la prise de terre propre au groupe) ;
■ le deuxième défaut apparaît sur un circuit appartenant à un groupe différent de celui du circuit en premier défaut, ou sur un appareil individuellement mis à la terre. Dans le deuxième cas, les résistances de terre des 2 circuits en défaut se situent sur le chemin du courant de défaut et de ce fait, limitent fortement l'intensité du courant de deuxième défaut. Les dispositifs de protection contre les surintensités, disjoncteurs ou appareillages à fusibles, ne peuvent plus être utilisés pour la protection des personnes.

Capacité de fuite du réseau (µF)	Courant de 1er défaut (A)
1	0,07
5	0,36
30	2,17

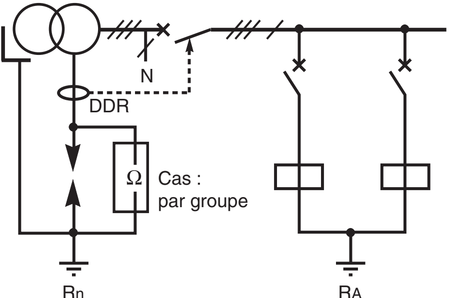
Nota : 1 µF est la capacité de fuite typique de 1 km de câble tétrapolaire.

Fig. F19 : Courant de fuite en fonction de la capacité du réseau.

Protection par DDR ou par disjoncteur différentiel

La protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée par des DDR sur le circuit alimentant
■ un groupe d'appareil (mise à la terre par groupe),
■ ou un appareil (mise à la terre individuelle) (cf. **Fig. F20**).
Le réglage des DDR est similaire à la protection des personnes en schéma TT, en particulier le temps maximal de coupure.
Néanmoins, il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégé par un DDR (voir le tableau de la **Figure F19**).

Note : Si le deuxième défaut apparaît sur un circuit appartenant au même groupe que celui du circuit en premier défaut, les dispositifs de protection contre les surintensités assureront aussi comme dans le 1er cas la protection des personnes contre les contacts indirects.



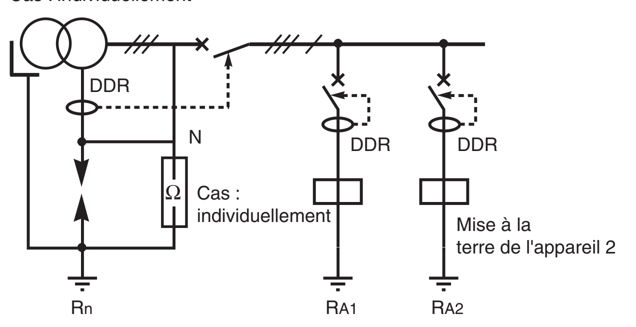


Fig. F20 : Mise en œuvre de DDR en fonction de la mise à la terre des masses en IT : par groupe ou individuellement

La très basse tension s'utilise lorsque le risque est très élevé : piscines, des lampes baladeuses et autres appareils électriques portatifs pour usage extérieur, etc.

3.5 Mesures de protection contre les contacts directs ou indirects sans coupure automatique de l'alimentation

La protection par l'utilisation de la très basse tension TBTS ou la limitation de l'énergie de décharge sont des mesures de protection contre les contacts directs et indirects tout à la fois.

Emploi de la très basse tension TBTS

Cette mesure consiste à alimenter des circuits en très basse tension fournie par un transformateur de sécurité, conforme à la NF C 52-742 ou présentant une sécurité équivalente (écran métallique, entre primaire et secondaire, relié à la terre) de tension secondaire < 50 V (par exemple transformateur de sécurité : norme NF C 52-742, symbole)

La TBTS s'utilise lorsque le risque est très élevé (piscines, parcs de loisirs, etc.). Cette mesure consiste à alimenter les circuits par le secondaire à très basse tension d'un transformateur d'isolement spécial de sécurité fabriqué selon la norme CEI 60558-2-6 ou les normes nationales appropriées. Ce type de transformateur a un niveau de tenue aux chocs électriques de l'isolation primaire/secondaire très élevé, et/ou comporte un écran métallique mis à la terre implanté entre ses enroulements primaire et secondaire. La tension au secondaire ne dépasse pas 50 V efficace.

Trois autres conditions essentielles doivent être respectées pour considérer cette mesure comme satisfaisant à la protection contre les contacts indirects :

- aucune partie active du réseau TBTS ne doit être reliée à la terre,
- les masses des matériels électriques alimentés en TBTS ne doivent être reliées ni à la terre, ni à des masses d'autres circuits, ni à des éléments conducteurs,
- les parties actives de circuits TBTS et d'autres circuits alimentés en tension plus élevée doivent présenter entre eux une séparation au moins équivalente à celle existant entre enroulements primaire et secondaire d'un transformateur de sécurité (double isolation).

Il résulte des mesures précédentes que :

- les circuits TBTS doivent emprunter des canalisations distinctes, à moins d'utiliser des câbles multipolaires (ou conducteurs isolés sous conduits isolants) prévus pour une tension au moins égale à la plus élevée des autres circuits,
- les socles de prises de courant ne doivent pas comporter de contact de terre. Ces socles et les fiches correspondantes doivent être d'un type spécial pour éviter toute connexion avec celles de circuit de tension plus élevée.

Note : dans les conditions normales, si la tension nominale du circuit TBTS est inférieure à 25 V, des dispositifs de protection contre les contacts directs ne sont pas nécessaires (des recommandations particulières sont indiquées dans le Chapitre P paragraphe 3).

Emploi de la très basse tension TBTP

La très basse tension de protection -TBTP- est utilisée pour un usage général quand une très basse tension est requise, ou préférée pour des raisons de sécurité dans des emplacements autres que ceux à haut risque mentionnés ci-dessus. La conception est similaire à celle des circuits TBTS, mais le circuit secondaire a un point relié à la terre.

La protection des personnes contre les contacts directs est généralement nécessaire, sauf si :

- l'équipement est dans une zone équipotentielle,
- la tension nominale n'excède pas 25 V efficace,
- l'équipement est seulement utilisé dans un local sec,
- aucun contact sur une grande surface avec le corps humain ne peut se produire.

Dans tous les autres cas, 12 V efficace est la tension maximale permise pour ne pas mettre en place une protection des personnes contre les contacts directs.

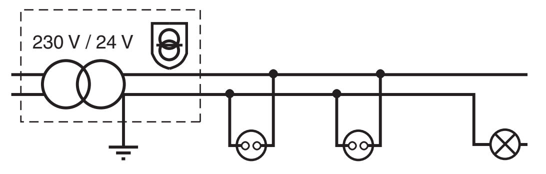


Fig. F21 : Alimentation par transformateur de sécurité 230 V/24 V

La séparation électrique des circuits convient à des circuits de longueur limitée et d'un bon niveau d'isolement. De préférence, son emploi se limite à l'alimentation d'un seul appareil.

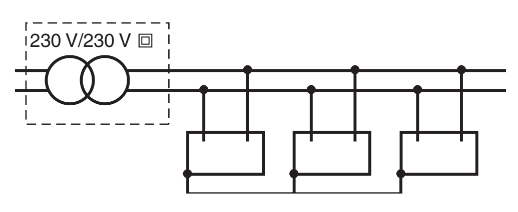
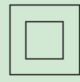


Fig. F22 : Alimentation de sécurité par transformateur de séparation en classe II

Symbole du transformateur de séparation selon NF C 52-742 : ⊖.

Symbole caractéristique d'un matériel de classe II :



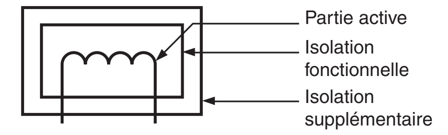


Fig. F23 : Principe du matériel de classe II

Séparation électrique des circuits (cf. Fig. F22)

La séparation électrique des circuits convient à des circuits de longueur limitée et d'un bon niveau d'isolement.
Cette mesure consiste à alimenter un circuit au moyen d'un transformateur de séparation (par exemple 230/230 V) ou d'un transformateur présentant entre enroulements primaire et secondaire une séparation de sécurité équivalente (présence d'un écran en particulier). Le transformateur doit être de classe II.
L'objectif est de n'offrir, en cas de défaut d'isolement, aucun chemin de retour possible au courant.
Pour cela, les 3 conditions suivantes sont nécessaires :
■ le circuit séparé ne doit avoir aucun point relié à la terre (conducteurs actifs et masses isolées de la terre),
■ le circuit séparé est de faible étendue afin d'éviter le retour du courant par les capacités réparties des câbles,
■ bon isolement des circuits et des récepteurs, pouvant se vérifier par un simple examen visuel.
Ces conditions font que cette mesure est en général limitée à un seul récepteur.
Dans le cas où plusieurs récepteurs sont alimentés par une seule source de séparation, il faut respecter en plus les prescriptions suivantes :
■ les masses de ces récepteurs doivent être reliées entre elles par un conducteur de protection non relié à la terre,
■ les socles de prises de courant doivent être munis d'un contact de terre (servant à l'interconnexion des masses).
En cas de 2 défauts d'isolement simultanés, un dispositif de protection doit assurer la coupure dans les mêmes conditions que celles définies pour un régime IT.

F15

Emploi de matériel de classe II

Ces matériels sont aussi connus sous l'appellation "double isolation" ou "double isolement" (cf. **Fig. F23**). Leur particularité est que leur masse ne doit pas être connectée à un conducteur de protection (PE).

■ La plupart des récepteurs portatifs ou semi-fixes, certains luminaires, des transformateurs, sont conçus avec une double isolation. Il est important de prendre un soin tout particulier à l'exploitation et à la vérification fréquente de ces matériels si on veut conserver leur classe II (cf. NF C 15-100 § 412). Les appareils électroniques de radio et de télévision présentent un niveau de sécurité équivalent mais ils ne sont pas formellement de classe II.

■ La NF C 15-100 reconnaît certains câbles comme présentant le niveau de sécurité de classe II.

■ Isolation supplémentaire dans une installation électrique.
La norme CEI 60364-4-41 § 413-2 et certaines normes nationales comme la NF C 15-100 (France) décrivent en détail la manière et les mesures à prendre pour réaliser une isolation supplémentaires lors des travaux d'installation.

■ Isolation totale.
La norme CEI 60439, concernant les "ensembles d'appareillage Basse Tension" définit les conditions de réalisation d'équipements présentant une sécurité équivalente à la classe II (ils sont appelés "matériels à isolation totale"). Si le coffret est commercialisé nu, il peut, au plus, être conçu pour permettre à l'installateur de réaliser sous sa responsabilité un ensemble équivalent à la classe II, en respectant les conditions de mise en œuvre de la mesure suivante dite "isolation supplémentaire à l'installation".

Isolation supplémentaire à l'installation

Cette mesure consiste à réaliser lors de l'installation une isolation des parties actives procurant une sécurité équivalente à celle des matériels de classe II.

Parmi toutes les conditions à respecter et définies dans la NF C15-100 § 558-3-1-2-2, on peut citer celles-ci :
■ le matériel, une fois installé et raccordé, doit pouvoir supporter une tension de 4 000 V entre parties actives et parties métalliques extérieures (pendant une minute),
■ l'enveloppe ne doit pas comporter de vis en matière isolante qui pourrait être remplacée par une vis métallique,
■ aucune partie conductrice intermédiaire ou extérieure ne doit être reliée à un conducteur de protection,
■ le symbole ⏚ ou ⧈ doit être apposé à l'intérieur comme à l'extérieur de l'équipement.

3 Protection contre les contacts indirects

Par principe, l'éloignement, ou l'interposition d'obstacles, nécessite un sol isolant et n'est donc guère employé.

Eloignement ou interposition d'obstacles

Le principe de ces mesures, est de rendre extrêmement faible la probabilité de toucher simultanément une masse présentant un défaut d'isolement et un élément conducteur relié à la terre (cf. **Fig. F24**).

En pratique, cette mesure est limitée à un local ou un emplacement sec. Elle est mise en œuvre en respectant les conditions suivantes :

■ le sol et les parois du local doivent être isolants, c'est-à-dire de résistance :

□ > 50 kΩ en BTA (tension ⩽ 500 V),

□ > 100 kΩ en BTB (500 V < tension ⩽ 1 000 V) ;

■ la disposition doit être telle qu'une personne ne puisse pas toucher simultanément 2 masses, ou une masse et n'importe quel élément conducteur,

■ aucun conducteur de protection ne doit être prévu, aucun élément conducteur relié à la terre ne doit être introduit dans le local,

■ l'accès au local doit être conçu de façon à éviter que les personnes ne puissent être soumises à une différence de potentiel dangereuse.

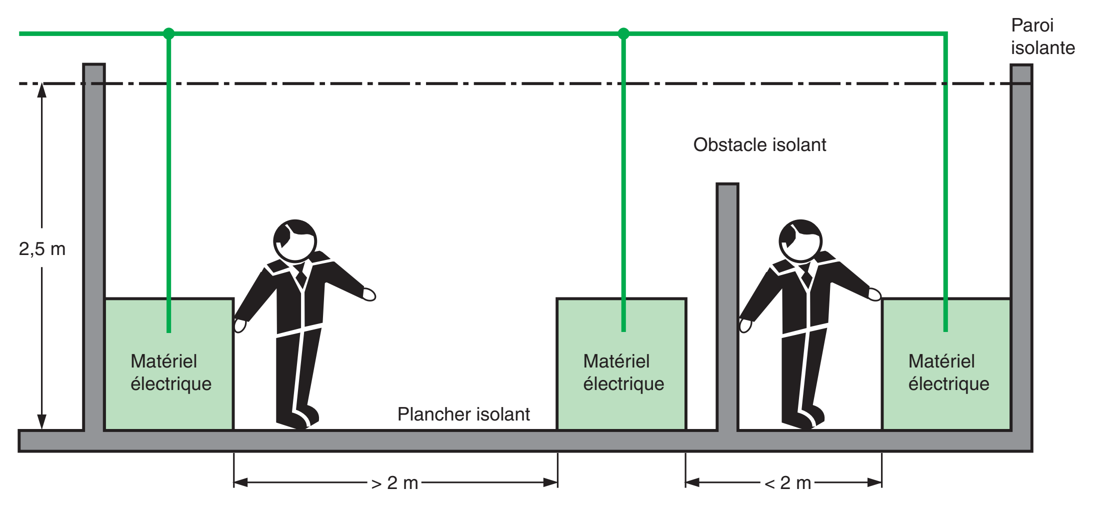


Fig. F24 : Protection par éloignement ou interposition d'obstacle

La liaison équipotentielle locale est limitée à des cas particuliers difficiles à traiter et est réservée à des environnements restreints.

Liaisons équipotentielles locales non reliées à la terre

Par cette mesure, on réalise l'équipotentialité entre les masses et tous les éléments conducteurs simultanément accessibles. On empêche ainsi l'apparition d'une tension de contact dangereuse. En pratique, cette mesure est limitée à un emplacement peu étendu (exemple "un poste de travail") où d'autres mesures sont difficilement applicables. Des dispositions doivent être prises pour assurer l'accès à l'emplacement sans soumettre les personnes à une différence de potentiel dangereuse.

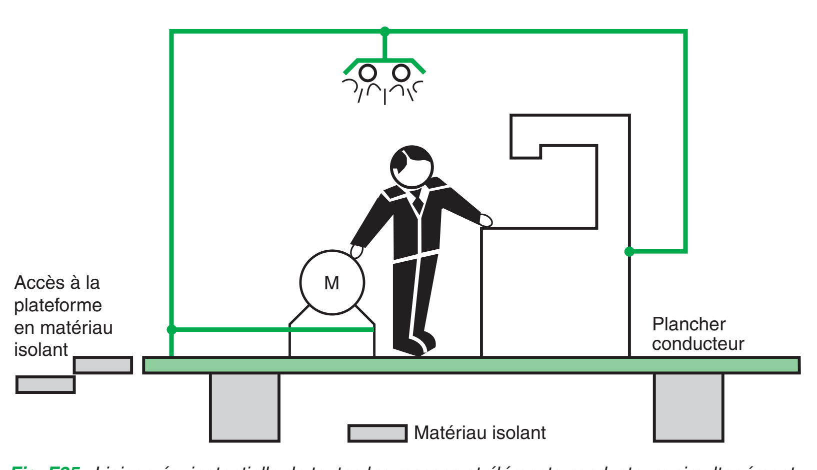


Fig. F25 : Liaison équipotentielle de toutes les masses et éléments conducteurs simultanément accessibles

4 Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement

Des études ont montré que le coût des dégâts causés par des défauts d'isolement étaient particulièrement élevés (principalement liés aux incendies générés).
De ce fait pour les locaux présentant un risque d'incendie élevé, des DDR de sensibilité 300 mA doivent être utilisés. Pour les autres locaux ou emplacements, certaines normes, comme le NEC (National Electrical Code - USA), recommandent ou imposent l'utilisation de dispositifs appelés Ground Fault Protection (GFP) dénommés aussi «protection Terre».

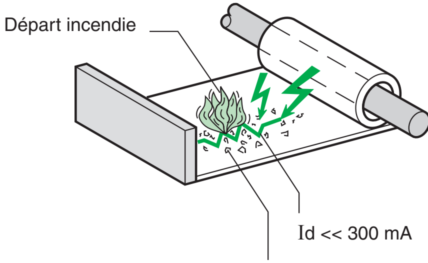
4.1 Mesures de protection des biens contre le risque d'incendie

Les DDR sont des dispositifs très efficaces pour assurer la protection contre les risques d'incendie car ils peuvent détecter et éliminer des faibles courants de défaut (par exemple 300 mA) qui ne sont pas détectables par les autres dispositifs de protection, mais suffisamment importants pour amorcer un incendie.

Les DDR sont des dispositifs efficaces pour assurer ce type de protection, car seul le niveau de courant permet de gérer le risque. Pour les schémas TT, IT, TN-S, le risque d'incendie d'origine électrique est pallié par l'utilisation de DDR de 300 mA.

Une étude sur des incendies en milieu industriel et tertiaire a révélé que leur coût est très élevé. L'analyse des phénomènes montre que le risque d'incendie d'origine électrique fait apparaître deux causes principales.

- Les échauffements non maîtrisés créés par des protections de canalisations mal réglées ou des impédances de boucle de défaut mal évaluées (principalement dues à la vétusté, au manque de maintenance de l'installation). Les protections thermiques n'ayant pas joué leur rôle, des échauffements excessifs dus aux surintensités ou aux courts-circuits se sont produits dans l'installation, entraînant un incendie.
- Des créations et des cheminements d'arcs électriques en présence d'humidité. Ces arcs se développent avec des boucles de défaut impédantes (Z > 0,6 Ω) et n'apparaissant que lors de défaut d'isolement ou lors de circulation de courants vagabonds. Un courant de 300 mA présente un réel risque d'incendie (cf. **Fig. F26**).



Des essais ont montré qu'un courant de défaut d'isolement de très faible valeur (quelques mA) peut se développer et, à partir d'un courant de 300 mA, générer, dans un environnement de poussières humides, un départ d'incendie.

Fig. F26 *: Origine des incendies dans les bâtiments*

Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS I∆n ⩽ 500 mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

Cette protection peut être obligatoire dans certains pays.

Note : une sensibilité de 300 mA est préférable (voir ci-avant paragraphe 4.1)

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 définit les différentes catégories de bâtiments présentant des risques :
- d'incendie (BE2 ; § 422) pour laquelle elle précise les exigences particulières à mettre en œuvre, soit pour cette catégorie de bâtiment, soit :
  - aux § 422.1.7 et 424.10, l'utilisation de DDR à seuil réglé à 300 mA,
  - aux § 422.1.9 et 424.11, l'interdiction de la mise en œuvre du schéma TN-C.
- d'explosion (BE3 ; § 424).

Ces textes sont harmonisés avec les textes européens (CENELEC).
D'une manière générale, elle recommande l'utilisation des DDR pour tous les types d'installation BT comme dispositifs préventifs du risque d'incendie.
Cette protection peut être installée en tête de l'installation du local à risque.

4 Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement

4.2 Protection Terre ou Ground Fault Protection (GFP)

Ces dispositifs ne sont opérationnels qu'en schéma TN-S

(cf. **Fig. F27**)

Les différents types de dispositifs de protection Terre :

■ Residual Sensing RS
Le courant de défaut d'isolement est mesuré en faisant la somme arithmétique des courants au secondaire de transformateurs de courants placés sur chacune des phases et sur le neutre. Ce type de protection peut être intégré dans les déclencheurs des disjoncteurs (par exemple déclencheur Micrologic 6 E équipant les disjoncteurs Compact NSX).

■ Source Ground Return (SGR)
Le courant de défaut d'isolement est mesuré par un transformateur de courant sur la mise à la terre de l'installation (liaison neutre terre).

■ Zero Sequence (ZS)
Le courant de défaut d'isolement est mesuré par un transformateur de courant entourant les phases et le neutre du circuit contrôlé. Ce type de GFP n'est utilisé que pour de faibles valeurs de courants de défaut. Un DDR de très basse sensibilité, par exemple Vigirex de sensibilité 30 A, peut être utilisé pour cette fonction.

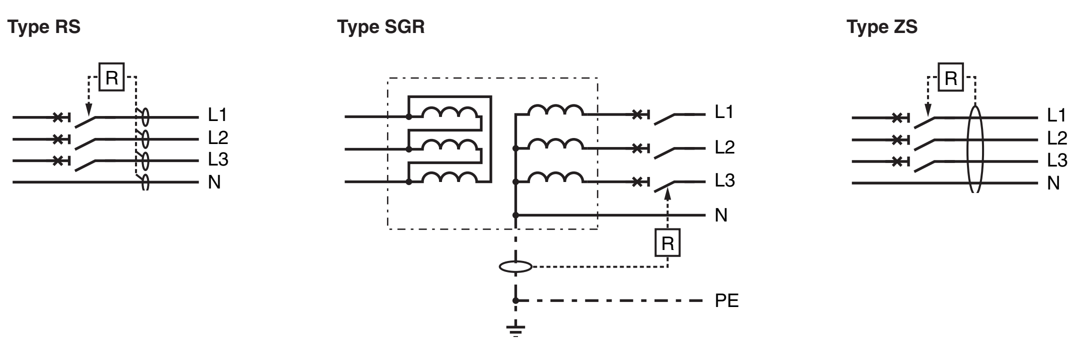


Fig. F27 : Les différents types de dispositif de protection Terre (GFP)

Utilisation des dispositifs GFP suivant leur position dans l'installation

Type/position dans l'installation	TGBT	Distribution de puissance	Commentaires
Source Ground Return	□		Utilisé
Residual Sensing (RS)	□	■	Souvent utilisé
Zero Sequence	□	■	Rarement utilisé

□ Possible

■ Recommandé ou imposé

5 Mise en œuvre du schéma TT

5.1 Protection contre les contacts indirects

Cas général

La protection contre les contacts indirects est assurée par des DDR dont la sensibilité $I\Delta n$ respecte la condition : $I\Delta n \leqslant \frac{50\ V}{R_A}$

Le choix de la sensibilité du dispositif différentiel, fonction de la résistance de la prise de terre, est donné par le tableau **F28**.

Type DDR	$I\Delta n$	Résistance maximale de la prise de terre (Ω)
Basse sensibilité (BS)	30 A	1,6
	3 A	16
Moyenne sensibilité (MS)	1 A	50
	500 mA	100
	300 mA	167
	100 mA	500
Haute sensibilité (HS)	30 mA	⩾ 1667

Fig. F28 : Limite supérieure de la résistance de la prise de terre des masses à ne pas dépasser en fonction de la sensibilité des DDR et de la tension limite U_L = 50 V CA (d'après tableau 53B de la norme NF C 15-100-5-53)

Cas des circuits de distribution (cf. **Fig. F29**)

La NF C 15-100 autorise un temps maximal de déclenchement de 5 s.

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.2.4 et certaines normes nationales autorisent un temps maximal de coupure de 1s pour les circuits de distribution. Cela permet de mettre en œuvre la sélectivité des protections par DDR :

- au niveau A : DDR retardé par exemple de type S,
- au niveau B : DDR instantané.

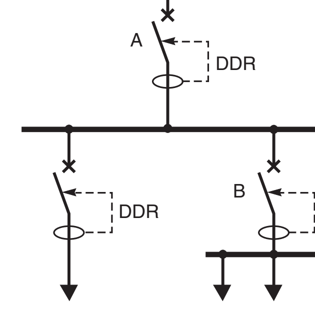


Fig. F29 : Circuits de distribution

Cas où une masse ou un groupe de masses est relié à une prise de terre séparée (cf. **Fig. F30**)

Protection contre les contacts indirects par DDR en tête de chaque groupe de masses relié à une prise de terre distincte. La sensibilité doit être adaptée à la résistance R_{A2} de la prise de terre.

Fig. F30 : Prise de terre séparée

5.2 Coordination des protections différentielles

Elle est assurée, soit par la sélectivité, soit par la sélection des circuits, ou par l'une et l'autre.
La sélection consiste à subdiviser les circuits et à les protéger individuellement ou par groupes.
La sélectivité évite le déclenchement du dispositif amont lorsque le défaut est éliminé par le dispositif aval sollicité.

- La sélectivité peut être à trois niveaux, ou même quatre, lorsque l'installation comporte un tableau général Basse Tension, des tableaux secondaires et des tableaux terminaux.
- C'est en général, au niveau du tableau terminal, que sont placés les dispositifs de coupure automatique pour assurer la protection contre les contacts indirects et la protection complémentaire contre les contacts directs.

Sélectivité des DDR entre-eux

Les règles de sélectivité pour réaliser une sélectivité totale entre 2 DDR imposent les 2 conditions suivantes :

- condition de déclenchement : la sensibilité du DDR situé en amont doit être au moins 2 fois celle du DDR situé en aval. D'un point de vue pratique, cette condition s'obtient par l'étagement des valeurs normalisées (normes produits CEI 60755, CEI 60009, CEI 60747-2 annexe B et annexe M) : 30 mA, 100 mA, 1A, …, 30A,
- condition de temporisation : la temporisation de déclenchement du DDR situé en amont doit être supérieure au temps total de coupure du DDR aval.

D'un point de vue pratique, cette condition est obtenue lorsque le DDR et l'organe de coupure associé vérifient les courbes de non déclenchement et de déclenchement de la **Figure F31**.

Note : il est impératif de vérifier que le temps de coupure du DDR situé en amont est inférieur au temps maximal de coupure spécifié.

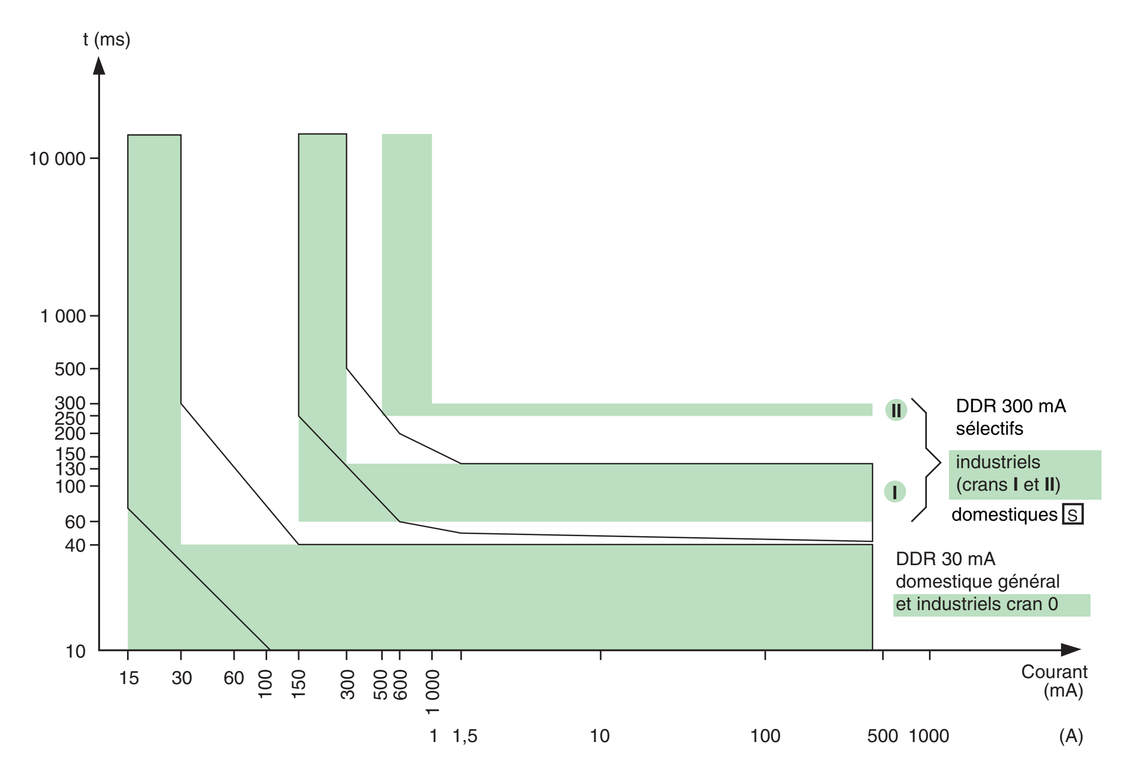


Fig. F31 : DDR sélectifs entre-eux

Sélectivité totale à 2 niveaux (cf. Fig. F32)

Protection

■ En **A** : DDR-MS retardé (cran I) ou de type S pour la protection contre les contacts indirects.
■ En **B** : DDR-HS sur les circuits pour socles de prises de courants ou les circuits pour les récepteurs à risque.

Solutions Schneider Electric

■ En **A** : disjoncteur différentiel adaptable Vigicompact ou Multi 9, cran I ou type S.

■ En **B** : disjoncteur différentiel intégré Multi 9 ou adaptable (ex : Vigi C60 ou Vigi C120) ou Vigicompact.

Nota : le réglage du DDR amont doit intégrer les règles de sélectivité et tenir compte de tous les courants de fuite en aval.

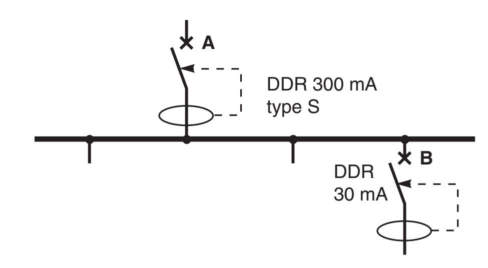


Fig. F32 : Sélectivité totale à 2 niveaux

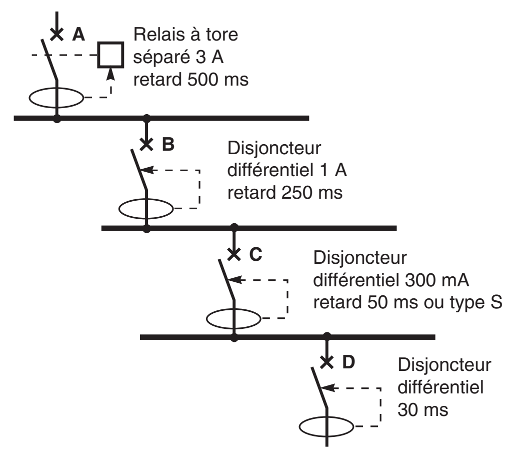


Fig. F33 : Sélectivité totale à 4 niveaux

Sélectivité totale à 3 ou 4 niveaux (cf. Fig. F33)

Protection

■ En **A** : DDR-MS retardé (cran III).
■ En **B** : DDR-MS retardé (cran II).
■ En **C** : DDR-MS retardé (cran I) ou de type S.
■ En **D** : DDR-HS instantané.

Solutions Schneider Electric

■ En **A** : DDR à tore séparé (Vigirex RH328AP).
■ En **B** : Vigicompact ou Vigirex.
■ En **C** : Vigirex, Vigicompact ou Vigi C60.
■ En **D** :
□ Vigicompact ou,
□ Vigirex ou,
□ Multi : Vigi C60.

Nota : le réglage de chaque DDR amont doit intégrer les règles de sélectivité et tenir compte de tous les courants de fuite en aval.

Sélectivité différentielle verticale (cf. Fig. F34)

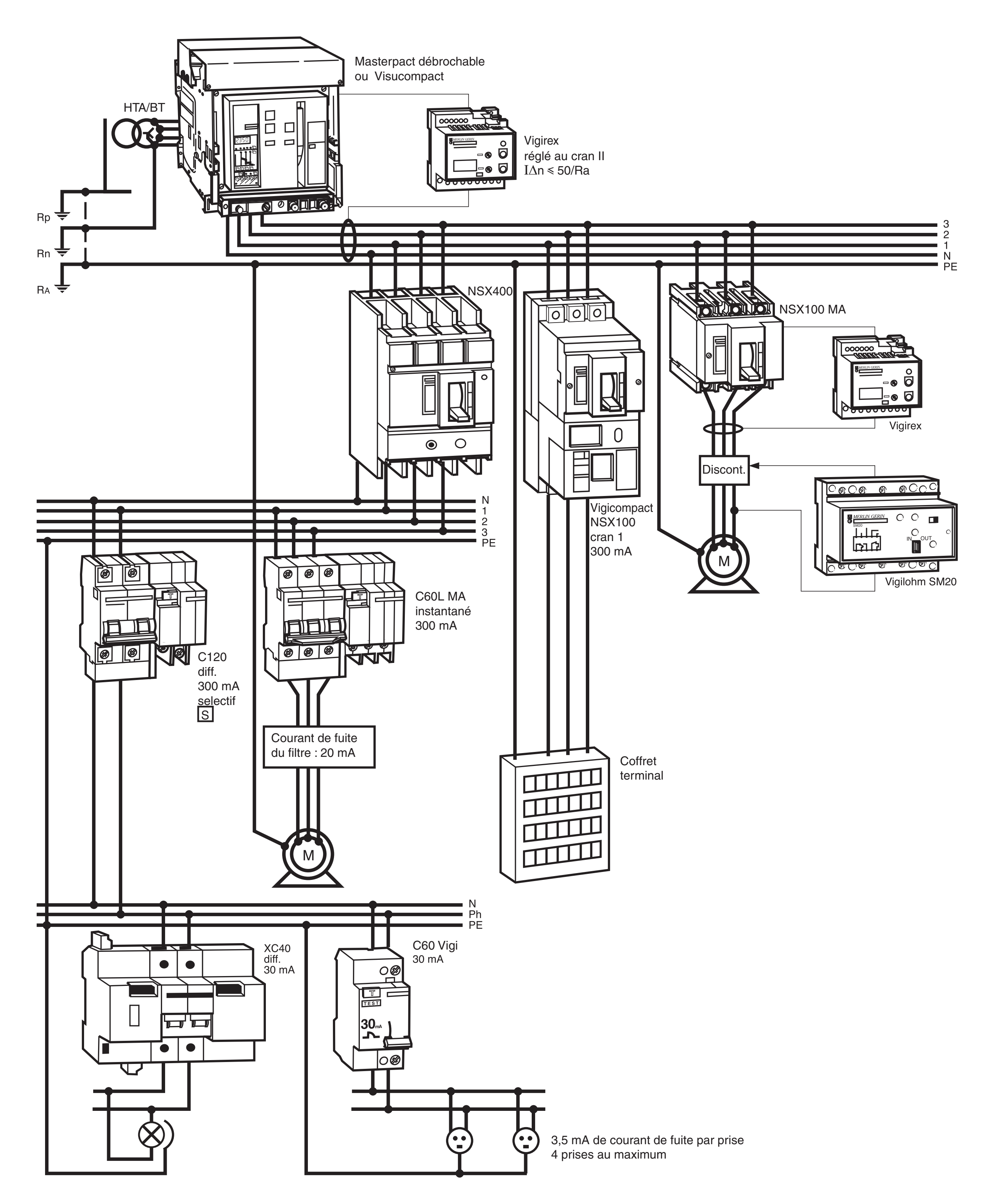


Fig. F34 : Exemple classique de réalisation d'une installation à 3 niveaux de sélectivité illustrant la protection des circuits de distribution, des circuits terminaux en schéma TT. Le moteur est pourvu de ses protections spécifiques.

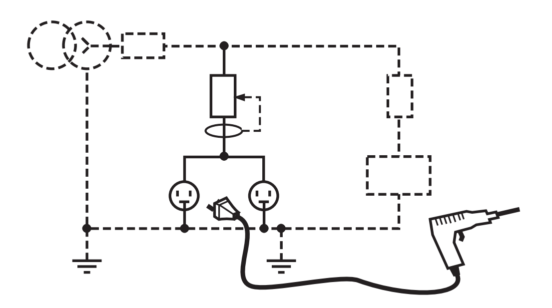


Fig. F35 : Circuit de prise de courant

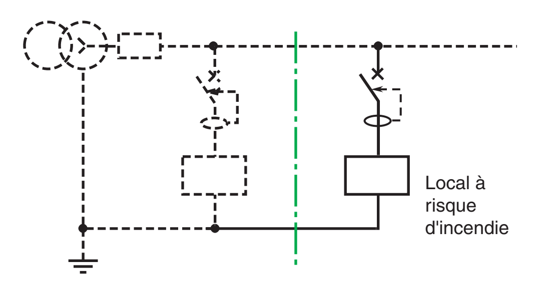


Fig. F36 : Local à risque d'incendie

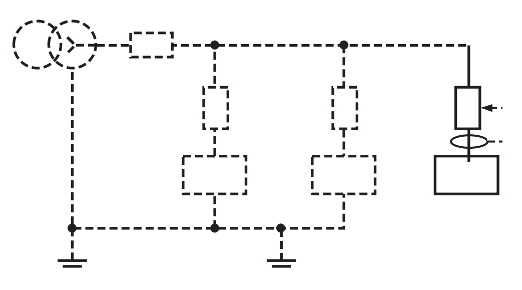


Fig. F37 : Masse non reliée à la terre

5.3 Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR- HS) (cf. **Fig. F35**)

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts directs par des DDR haute sensibilité (DDR-HS IΔn ⩽ 30 mA).
La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.3 impose cette protection complémentaire (quelque soit le schéma des liaisons à la terre) sur les circuits alimentant :
- des socles de prise de courant de courant assigné ⩽ 20 A pour tous les types d'emplacements.
- les appareils portatifs de courant assigné ⩽ 32 A destinés à être utilisés à l'extérieur.

Note : dans certains pays comme la France (norme NF C 15-100 § 411.3.3), pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

D'autres situations où des DDR-HS sont imposés ou recommandés (en particulier sur les circuits alimentant des socles de prise de courant), sont décrites dans la série 7 de la norme CEI 60364 : par exemple 701 (salle de bain), 702 (piscine), 704 (installation de chantier), 705 (établissement agricole), 708 (parcs de caravanes), 709 (marinas) etc.
Voir le chapitre P paragraphe 3.

5.4 Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion (cf. **Fig. F36**)

Le schéma TT en limitant naturellement l'intensité des courants de défaut est bien adapté pour l'alimentation des locaux à risque d'incendie et d'explosion. La gestion de ces risques est traitée au paragraphe 4.

Rappel :

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS IΔn ⩽ 500 mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS IΔn ⩽ 300 mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie. Cette valeur est retenue par les textes européens (CENELEC).

5.5 Protection lorsqu'une masse n'est pas reliée à la terre
(cf. **Fig. F37**)

La non mise à la terre d'une masse est tolérée seulement dans une installation existante pour des locaux ou emplacements secs lorsque la réalisation d'une prise de terre n'est pas possible.
La protection doit être alors assurée par un DDR "haute sensibilité" (⩽ 30 mA) sur le départ correspondant. Ce cas est analogue à celui où la résistance de terre est > 1667 Ohm (cf. tableau de la Figure F28).

6 Mise en œuvre du schéma TN

6.1 Conditions préalables

Cette mise en œuvre se fait à la conception par le calcul des longueurs maximales de câble à ne pas dépasser en aval d'un disjoncteur ou d'un fusible, et à l'installation par le respect de certaines règles de l'art.

Certaines conditions devant être observées sont énumérées ci-dessous et représentées sur la **Figure F38** :

1. répartir uniformément des prises de terre sur le parcours du conducteur PE,

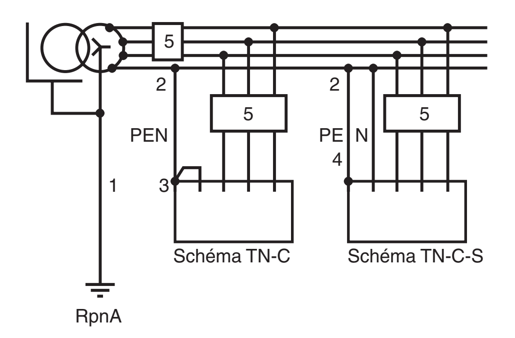
2. faire cheminer le conducteur de protection PE (ou PEN) à côté des phases sans interposer d'élément ferromagnétique,

3. raccorder le conducteur PEN sur la borne "masse" du récepteur,

4. lorsque la section est ⩽ 6 mm² cuivre ou 10 mm² aluminium ou en présence de canalisations mobiles, séparer le neutre et le conducteur de protection (schéma TN-S),

5. déclenchement au premier défaut d'isolement par dispositif de protection classique, à titre d'exemple par disjoncteur Compact NSX.

La figure ci-dessous résume les conditions à respecter pour la mise en œuvre de la protection contre les contacts indirects en schéma TN.



Nota :
(1) En schéma TN, les masses du poste, le neutre BT et les masses d'utilisation doivent être reliées à une même prise de terre.
(1) (2) Pour un poste à comptage BT, il faut un appareil à coupure visible en tête de l'installation.
(3) Le conducteur PEN ne doit être ni coupé, ni comporter d'appareillage. Les appareils de protection seront donc :
- tripolaires lorsque le circuit comporte un conducteur PEN,
- tétrapolaire (3P+N) lorsque le circuit comporte un conducteur neutre et un conducteur PE.

Fig. F38 : Mise en œuvre du schéma TN

6.2 Protection contre les contacts indirects

Trois méthodes de calcul sont habituellement utilisées :
- *la méthode des impédances, fondée sur le calcul exact de l'impédance totale comme étant la somme des impédances complexes de chacun des circuits,*
- *la méthode de composition,*
- *la méthode conventionnelle, à partir d' une valeur de chute de tension présumée et l'utilisation de tables.*

Méthodes de détermination de la protection

Dans un schéma TN, un courant de défaut à la terre est équivalent à un courant de court-circuit qui aura, en principe, toujours une valeur suffisante pour faire déclencher les dispositifs de protection contre les surintensités.

Les impédances de la source et de la distribution amont sont nettement plus faibles que celles des circuits de la distribution BT, de ce fait la limitation de l'intensité du courant de défaut ne sera due qu'à l'impédance des circuits de la distribution BT(en particulier pour les circuits terminaux, les longs câbles souples d'alimentation des appareils augmentent de façon sensibles l'impédance de la boucle de défaut).

Les plus récentes recommandations de la CEI pour la protection des personnes contre les contacts indirects ne spécifient uniquement que le temps maximal de coupure imposé en fonction de la tension nominale du réseau BT (cf. Figure F13 paragraphe 3.3).

Le raisonnement soutenant ces recommandations est que pour les schémas TN, l'intensité du courant de défaut qui doit circuler pour élever le potentiel des masses à des tensions de 50 V et plus, est si importante que :

- soit le chemin de défaut se vaporise quasi instantanément et élimine de ce fait le défaut,

- soit le conducteur fond en se soudant aux masses en contact, crée un chemin de défaut solide permettant la circulation d'un courant de court-circuit qui fait déclencher les dispositifs de protection contre les surintensités.

Pour assurer un fonctionnement correct des dispositifs de protection contre les surintensités dans ce dernier cas, une évaluation relativement précise du niveau d'intensité du courant de défaut à la terre, courant équivalent à un court-circuit phase terre, pour chaque circuit doit être réalisée à la conception du projet.

Une analyse rigoureuse requiert l'utilisation de la méthode des composantes symétriques appliquées à chacun des circuits. Le principe est parfaitement exact mais le nombre considérable de calculs à effectuer n'est pas jugé efficient du fait que la valeur des composantes symétriques (directe, inverse, homopolaire) des impédances est extrêmement difficile à déterminer avec un degré raisonnable de précision dans une installation BT moyenne.

D'autres méthodes permettant un calcul avec une bonne précision, sont préférées. Les 3 méthodes pratiques suivantes sont utilisées :

- **la méthode des impédances**, fondée sur la sommation des impédances complexes (c'est à dire faire séparément la sommation de toutes les résistances et de toutes les réactances puis calculer l'impédance correspondante) de la boucle de défaut depuis (et y compris) la source jusqu'au point de l'installation considéré pour chaque départ.
- **la méthode de composition**, qui permet une estimation du courant de court circuit maximal à l'extrémité d'une canalisation en connaissant :
  - le courant de court-circuit à l'origine de la canalisation,
  - l'impédance de la canalisation.
- **la méthode conventionnelle**, qui permet une estimation du courant de court circuit minimal directement à partir de tableaux indiquant immédiatement le résultat.

Ces méthodes sont fiables uniquement si tous les conducteurs (en particulier dans le cas de câbles) participant à la boucle de défaut cheminent à côté les uns des autres et ne sont pas séparés par des matériaux ferromagnétiques.

Pour réaliser le calcul des installations électriques, les concepteurs n'utilisent actuellement pratiquement que des logiciels. Ceux ci doivent être agréés par les autorités nationales compétentes. Ces logiciels, tels que Ecodial, utilisent des algorithmes de calcul conformes à la méthode des impédances. Les autorités nationales compétentes éditent aussi des guides pratiques qui proposent des valeurs typiques, par exemple pour la longueur des câbles.

Méthode des impédances

Elle consiste à déterminer toutes les valeurs des résistances et des réactances de la boucle de défaut et à calculer le courant de court-circuit en utilisant la formule :

$$I = \frac{Uo}{\sqrt{\left(\sum R\right)^2 + \left(\sum X\right)^2}}$$

$(\Sigma R)^2$ = carré de la somme de toutes les résistances du circuit.
$(\Sigma X)^2$ = carré de la somme de toutes les réactances du circuit.
L'application n'en est pas toujours facile car elle suppose connues toutes les caractéristiques des différents éléments de la boucle de défaut. Mais le guide C15-105 donne les éléments nécessaires.

Méthode de composition

Elle permet de déterminer le courant de court-circuit à l'extrémité d'un circuit en connaissant celui à l'origine de ce même circuit par application de la formule approchée :

$$I = Icc \frac{Uo}{U + Zs.Icc}$$

avec

Icc = courant de court-circuit en amont de la canalisation

I = courant de court circuit à l'extrémité de la canalisation

Uo = tension nominale phase neutre du réseau

Zs = impédance de la canalisation

Nota : à la différence de la méthode des impédances, cette méthode consiste à ajouter arithmétiquement[(1)] les impédances.

Méthode conventionnelle

Elle sera la plupart du temps suffisante et conduit à limiter la longueur des différents circuits électriques (voir chapitre G paragraphe 5.1 «Détermination pratique de la longueur Lmax»).

Principe

Elle consiste à appliquer la loi d'Ohm au seul départ concerné par le défaut en faisant l'hypothèse que la tension entre la phase en défaut et le PE (ou PEN) reste supérieure à 80 % de la tension simple nominale.

(1) Ce calcul donne une valeur de l'intensité du courant de court-circuit par défaut . Si le réglage des dispositifs de protection contre les surintensités est fondé sur cette valeur calculée, le dispositif est sûr de déclencher (disjoncteur) ou de fondre (fusible).

La longueur maximale d'un circuit en schéma TN est : $Lmax = \frac{0.8\ Uo\ Sph}{\rho(1+m)Ia}$

Ce coefficient prend en compte forfaitairement l'ensemble des impédances amont. En BT, lorsque le conducteur de protection chemine à côté des conducteurs de phase correspondants, il est possible de négliger les réactances des conducteurs devant leur résistance.

Cette approximation est considérée comme admissible jusqu'à des sections de 120 mm². Au-delà on majore la résistance de la manière suivante :

Section (mm²)	Valeur de la résistance
S = 150 mm²	R+15 %
S = 185 mm²	R+20 %
S = 240 mm²	R+25 %

La longueur maximale d'un circuit en schéma TN est donnée par la formule :

$$Lmax = \frac{0,8\ Uo\ Sph}{\rho(1+m)Ia}$$

avec :

Lmax = longueur maximale en mètres du circuit concerné

Uo = tension simple = 230 V pour réseau 230/400 V

ρ = resistivité à la température de fonctionnement normal
(= 22,5 10^{-3} Ω x mm²/m pour le cuivre ; = 36 10^{-3} Ω x mm²/m pour l'aluminium)

Ia = courant (A) de fonctionnement du déclencheur magnétique du disjoncteur, ou
Ia = courant (A) assurant la fusion du fusible dans le temps spécifié.

$$m = \frac{Sph}{SPE}$$

Sph = section des phases en mm².

SPE = section du conducteur de protection en mm².

(cf. **Fig. F39**)

Le guide UTE C15-105 comporte des tableaux qui indiquent directement la longueur du circuit à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts directs soit assurée en fonction des appareils de protection utilisés contre les surintensités.

Tableaux des longueurs Lmax

Les tableaux suivants (selon norme CEI 60364-4-41 et guide UTE C15-105 (France)) applicables en cas de défaut en schéma TN, sont établis selon la méthode conventionnelle décrite ci-dessus.

Ces tableaux indiquent les longueurs maximales des circuits au delà desquelles la résistance ohmique des conducteurs limitera l'intensité du courant de court-circuit à une valeur trop faible, inférieure à celle requise pour provoquer le déclenchement du disjoncteur (ou la fusion du fusible) de protection du circuit dans un temps de coupure (ou de fusion) compatible avec la protection des personnes contre les contacts indirects.

Facteur de correction en fonction de m

Le tableau F40 indique le facteur de correction à appliquer aux valeurs données dans les tableaux F41 et F44 compte tenu du rapport Sph/Spe, du type de circuit et du type de conducteur.

A B PE Imagn Id L SPE Sph C

Fig. F39 : Calcul de Lmax en schéma TN par la méthode conventionnelle

Circuit	Nature du conducteur	m = Sphase/SPE (ou PEN)			
		m = 1	m = 2	m = 3	m = 4
3P + N ou P + N	Cuivre	1	0,67	0,50	0,40
	Aluminium	0,62	0,42	0,31	0,25

Fig. F40 : Facteur de correction à appliquer aux longueurs données dans les Figures F41 et F44 en schéma TN

(1) Pour la définition des disjoncteurs de type B et C, se référer au Chapitre H Paragraphe 4.2

Canalisations protégées par des disjoncteurs à usage général (Fig. F41)

Section nominale des conducteurs	Courant de réglage du fonctionnement instantané de disjoncteur Im (A)																												
mm²	50	63	80	100	125	160	200	250	320	400	500	560	630	700	800	875	1000	1120	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300	8000	10000	12500
1,5	100	79	63	50	40	31	25	20	16	13	10	9	8	7	6	6	5	4	4										
2,5	167	133	104	83	67	52	42	33	26	21	17	15	13	12	10	10	8	7	7	5	4								
4	267	212	167	133	107	83	67	53	42	33	27	24	21	19	17	15	13	12	11	8	7	5	4						
6	400	317	250	200	160	125	100	80	63	50	40	36	32	29	25	23	20	18	16	13	10	8	6	5	4				
10			417	333	267	208	167	133	104	83	67	60	53	48	42	38	33	30	27	21	17	13	10	8	7	5	4		
16					427	333	267	213	167	133	107	95	85	76	67	61	53	48	43	33	27	21	17	13	11	8	7	5	4
25							417	333	260	208	167	149	132	119	104	95	83	74	67	52	42	33	26	21	17	13	10	8	7
35								467	365	292	233	208	185	167	146	133	117	104	93	73	58	47	36	29	23	19	15	12	9
50									495	396	317	283	251	226	198	181	158	141	127	99	79	63	49	40	32	25	20	16	13
70												417	370	333	292	267	233	208	187	146	117	93	73	58	47	37	29	23	19
95														452	396	362	317	283	263	198	158	127	99	79	63	50	40	32	25
120																457	400	357	320	250	200	160	125	100	80	63	50	40	32
150																	435	388	348	272	217	174	136	109	87	69	54	43	35
185																		459	411	321	257	206	161	128	103	82	64	51	41
240																				400	320	256	200	160	128	102	80	64	51

Fig. F41 : Longueur maximale (en mètre) de canalisations triphasées 230/400 V ou monophasées protégées contre les contacts indirects (schémas TN) par des disjoncteurs industriels

Canalisations protégées par des disjoncteurs Compact ou Multi 9 à usage industriel ou domestique (Fig. F42 à Fig. F44)

Sph	Courant assigné des disjoncteurs type B (A)															
mm²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	1200	600	400	300	200	120	75	60	48	37	30	24	19	15	12	10
2,5		1000	666	500	333	200	125	100	80	62	50	40	32	25	20	16
4			1066	800	533	320	200	160	128	100	80	64	51	40	32	26
6				1200	800	480	300	240	192	150	120	96	76	60	48	38
10						800	500	400	320	250	200	160	127	100	80	64
16							800	640	512	400	320	256	203	160	128	102
25									800	625	500	400	317	250	200	160
35										875	700	560	444	350	280	224
50												760	603	475	380	304

Fig. F42 : Longueurs maximales (en mètres) de canalisations triphasées 230/400 V ou monophasées en schéma TN (m = 1) protégées contre les contacts indirects par des disjoncteurs domestiques de type B

Sph	Courant assigné des disjoncteurs type C (A)															
mm²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	600	300	200	150	100	60	37	30	24	18	15	12	9	7	6	5
2,5		500	333	250	167	100	62	50	40	31	25	20	16	12	10	8
4			533	400	267	160	100	80	64	50	40	32	25	20	16	13
6				600	400	240	150	120	96	75	60	48	38	30	24	19
10					667	400	250	200	160	125	100	80	63	50	40	32
16						640	400	320	256	200	160	128	101	80	64	51
25							625	500	400	312	250	200	159	125	100	80
35							875	700	560	437	350	280	222	175	140	112
50									760	594	475	380	301	237	190	152

Fig. F43 : Longueurs maximales (en mètres) de canalisations triphasées 230/400 V ou monophasées en schéma TN (m = 1) protégées contre les contacts indirects par des disjoncteurs domestiques de type C

(1) Pour la définition des disjoncteurs de type B et C, se référer au Chapitre H Paragraphe 4.2

Sph	Courant assigné (A)															
mm²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	429	214	143	107	71	43	27	21	17	13	11	9	7	5	4	3
2,5	714	357	238	179	119	71	45	36	29	22	18	14	11	9	7	6
4		571	381	286	190	114	71	80	46	36	29	23	18	14	11	9
6		857	571	429	286	171	107	120	69	54	43	34	27	21	17	14
10			952	714	476	286	179	200	114	89	71	57	45	36	29	23
16					762	457	286	320	183	143	114	91	73	57	46	37
25						714	446	500	286	223	179	143	113	89	71	57
35							625	700	400	313	250	200	159	125	80	100
50								848	543	424	339	271	215	170	136	109

Fig. F44 : Longueurs maximales (en mètres) de canalisations triphasées 230/400 V ou monophasées en schéma TN (m = 1) protégées contre les contacts indirects par des disjoncteurs domestiques de type D

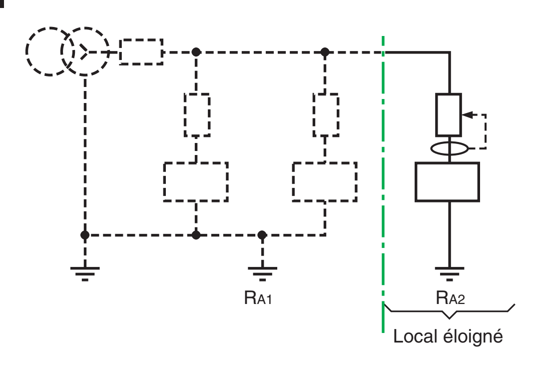


Fig. F45 : Prise de terre séparée

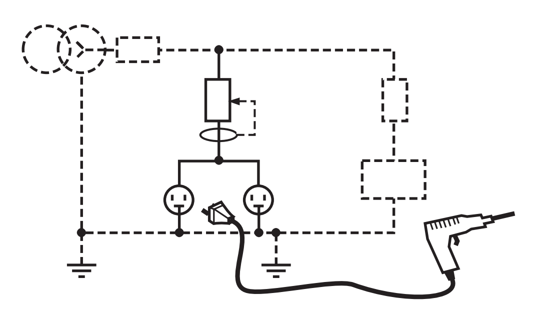


Fig. F46 : Circuit de prises de courant

Exemple

Soit une installation triphasée (230/400 V) en schéma TN-C. Un circuit protégé par un disjoncteur de type B de 63 A est constitué de câbles en aluminium de 50 mm² de section par phase et d'un conducteur neutre (PEN) de 25 mm².

Quelle est la longueur maximale du circuit, en dessous de laquelle la protection des personnes contre les contacts indirects est assurée par la protection magnétique instantanée du disjoncteur ?

Pour un disjoncteur de type B, le tableau de la Figure F42 est à utiliser. Il indique que, pour une section 50 mm² et un courant de 63A, la longueur maximale autorisée est 603 mètres.

Il est nécessaire de tenir compte de $m = \frac{Sph}{SPE} = 2$: le tableau de la Figure F40 indique un coefficient de 0,42 pour des conducteurs aluminium. La longueur maximal du circuit est de ce fait : 603 m x 0,42 = 253 mètres

Cas particulier où une masse ou un groupe de masses est relié à une prise de terre séparée

Protection contre les contacts indirects par DDR en tête de chaque groupe de masses relié à une prise de terre distincte. La sensibilité doit être adaptée à la resistance RA2 de la prise de terre.

En aval du DDR, le schéma de liaison à la terre ne peut être le TN-C (à remplacer par le TN-S) (RA2 en **Figure F45**).

6.3 Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR- HS) (cf. **Fig. F46**)

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts directs par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I\Delta n \leqslant 30$ mA).

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.3 impose cette protection complémentaire (quel que soit le schéma des liaisons à la terre) sur les circuits alimentant :

- des socles de prise de courant de courant assigné ⩽ 20 A pour tous les types d'emplacements,
- les appareils portatifs de courant assigné ⩽ 32 A destinés à être utilisés à l'extérieur

Note : dans certains pays comme la France (norme NF C 15-100 § 411.3.3), pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

D'autres situations où des DDR-HS sont imposés ou recommandés (en particulier sur les circuits alimentant des socles de prise de courant), sont décrites dans la série 7 de la norme CEI 60364 : par exemple 704 (installation de chantier), 705 (établissement agricole), 708 (parcs de caravanes), 709 (marinas) etc.
Voir le chapitre P paragraphe 3.

(1) Pour la définition des disjoncteurs de type D, se référer au chapitre H.

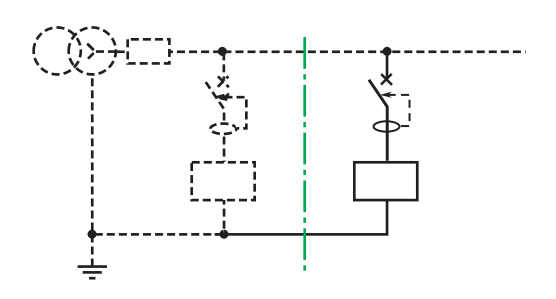


Fig. F47 : Local à risque d'incendie

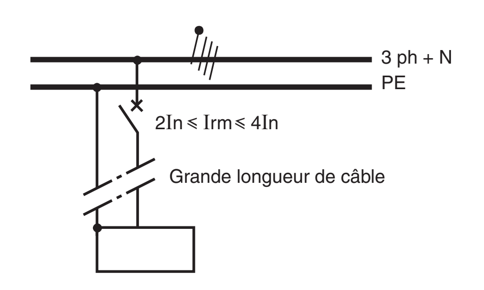


Fig. F48 : Appareil à réglage magnétique bas

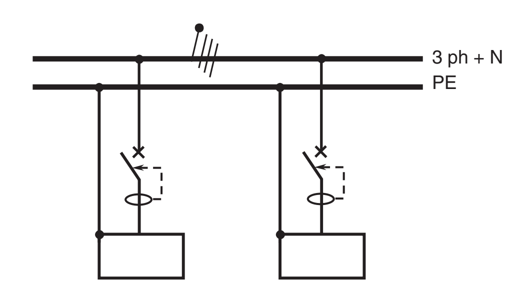


Fig. F49 : Protection différentielle à courant résiduel

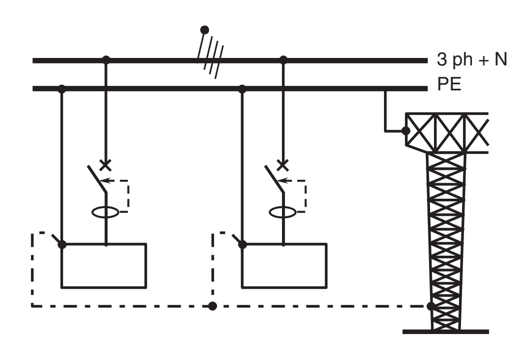


Fig. F50 : Liaisons équipotentielles supplémentaires

6.4 Prévention dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.13 interdit le schéma TN-C dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion. La gestion de ces risques est traitée au paragraphe 4.

Rappel : (cf. **Fig. F47**)

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I\Delta n \leqslant 500$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I\Delta n \leqslant 300$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

La norme NF C 15100 § 422.1.9 et 424.11 interdit le schéma TN-C dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion.

Ces textes sont harmonisés avec les textes européens (CENELEC).

6.5 Cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée

Lorsque les conditions pour assurer le déclenchement des dispositifs de protection contre les surintensités ne peuvent pas être satisfaites à la conception ou ne peuvent pas être vérifiées à la réalisation, les possibilités ci-après peuvent être envisagées.

Suggestion 1 (cf. **Fig. F48**)

■ Installer un appareil à seuil de déclenchement magnétique bas :

$2In \leqslant Irm \leqslant 4In$

Cette solution permet d'assurer la protection des personnes pour un circuit plus long. Mais, il faut s'assurer que l'appareil ne sera pas sollicité par des courants élevés au démarrage.

■ Solutions Schneider Electric

□ Compact type G ($2Im \leqslant Irm \leqslant 4Im$)

□ Disjoncteur Multi 9 courbe B

Pour les installations en schéma TN-C, il est impossible d'installer une protection différentielle à courant résiduel (DDR).

Suggestion 2 (cf. **Fig. F49**)

■ Installer une protection différentielle à courant résiduel sur un circuit terminal. La valeur élevée des courants de défaut autorise l'utilisation de basses sensibilités (quelques ampères à quelques dizaines d'ampères).

Cette solution permet de s'affranchir de toute vérification. En présence de prises de courant, l'ensemble du coffret et les prises elles-mêmes doivent être protégées par un DDR-HS-30 mA

■ Solutions Schneider Electric

□ Différentiel Multi 9 NG125 : $I\Delta n$ = 1 ou 3 A

□ Vigicompact REH or REM : $I\Delta n$ = 3 à 30 A

Suggestion 3

Augmenter la section des conducteurs de protection (PE ou PEN) ou de phase ou les 2 simultanément jusqu'à ce que les impératifs de protection des personnes soient atteints.

Suggestion 4 (cf. **Fig. F50**)

Ajouter des liaisons équipotentielles supplémentaires. Cela aura un effet similaire à la suggestion 3 soit une réduction de la résistance de la boucle de défaut mais de plus permettra une amélioration des mesures de protection (par diminution de la tension de contact). L'efficacité de cette mesure doit être vérifiée par une mesure de résistance entre les masses simultanément accessibles et le conducteur de protection local, dont la valeur à ne pas dépasser est indiquée dans le guide UTE C 15-105.

Note : pour les installations en schéma TN-C, seules les suggestions 1 et 3 sont possibles.

7 Mise en œuvre du schéma IT

La caractéristique de base d'un schéma IT est que même après l'apparition d'un défaut d'isolement (à la terre) l'installation électrique peut continuer de fonctionner normalement sans interruption. Ce défaut est dénommé «premier défaut».

Dans un schéma IT,

■ l'installation est isolée de la terre ou un point de l'alimentation, généralement le neutre, est mis à la terre à travers une impédance (schéma IT impédant),

■ les masses sont mises à la terre,

□ soit ensemble (interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre à la borne principale),

□ soit individuellement ou par groupes (mises à la terre à des prises de terre différentes).

Cela signifie que dans un schéma IT, un défaut à la terre

■ ne crée qu'un courant de défaut de quelques milliampères,

■ ne causera de ce fait :

□ aucune dégradation à l'installation en particulier à l'emplacement du défaut,

□ aucun risque d'incendie,

□ aucune tension de contact (en fait de quelques volts << 50 V).

Une installation en schéma IT en situation de premier défaut peut donc continuer de fonctionner normalement mais il est impératif de savoir qu'un premier défaut a eu lieu, de trouver l'emplacement de ce défaut et de l'éliminer.

Un autre intérêt du schéma IT est que la réparation de l'installation peut être planifiée à une période où le besoin de fonctionnement de l'installation électrique n'est pas critique.

En pratique, l'exploitation satisfaisante d'une installation électrique en schéma IT nécessite certaines mesures spécifiques :

■ un contrôle permanent de l'isolement de l'installation par rapport à la terre et la signalisation de toute défaillance d'isolement,

■ Le contrôle permanent de l'isolement par CPI qui doit signaler le «premier défaut» (signal sonore ou visuel), ainsi que la limitation des surtensions à fréquence industrielle, sont obligatoires selon le § 413-1-5-4 de la NF C 15-100.

■ un dispositif de limitation de tension qui pourrait apparaître entre la terre et l'installation (généralement placé entre le point neutre de la source et la terre),

■ une équipe de maintenance efficace pour effectuer avec succès la recherche du premier défaut. Cette recherche est facilitée par l'utilisation de plus en plus courante de matériels de localisation automatique,

L'apparition d'un second défaut avant que le premier défaut ne soit éliminé, entraîne obligatoirement la coupure automatique de l'alimentation. Le second défaut (par définition) est un défaut qui apparaît sur un conducteur actif, phase ou neutre, différent de celui où est apparu le premier défaut. Le second défaut entraînera

■ une tension de contact dangereuse,

■ un courant de défaut important, équivalent à un courant de court-circuit, ou relativement faible suivant la manière dont les masses sont mises à la terre.

7.1 Conditions préalables (cf. **Fig. F51** et **Fig. F52**)

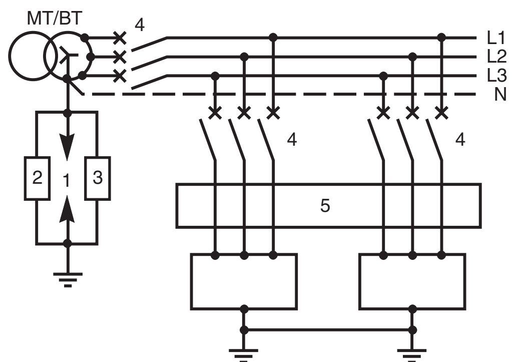


Fig. F52 : Emplacements des fonctions essentielles à la surveillance de l'isolement sur un réseau triphasé en schéma IT

Ce tableau indique les dispositions à prendre pour qu'une installation IT (à neutre isolé ou impédant) soit conforme à la norme NF C15-100 et au décret de protection des travailleurs lorsque toutes les masses sont interconnectées et mises à la terre.

Fonctions minimales à assurer	Appareillage	Exemples
Protection contre les surtensions à fréquence industrielle	(1) Limiteur de surtension	Cardew C
Impédance de limitation (pour neutre impédant seulement)	(2) Impédance	Impédance Zx
Contrôle global de l'isolement et signalisation du défaut simple	(3) Contrôleur permanent d'isolement	Vigilohm TR22A ou XM 200
Coupure automatique au 2e défaut protection du neutre contre les surintensités	(4) Protection omnipolaire	Disjoncteur Compact ou DDR-MS
Localisation du défaut simple	(5) Avec dispositif de recherche sous tension (ou par ouverture successive des départs)	Vigilohm system

Fig. F51 : Fonctions essentielles en schéma IT et exemples de produits Schneider Electric

L'automatisation et la télésurveillance facilitent la maîtrise du niveau d'isolement d'une installation en schéma IT.

7.2 Protection contre les contacts indirects

Cas du premier défaut

L'intensité du courant qui circule dans la boucle de défaut en situation de premier défaut est de l'ordre de quelques milliampères.

La tension de contact (analogue à tension de défaut) est la chute de tension créée
- dans la mise à la terre (soit le produit du courant de défaut par la résistance de terre),
- et dans le PE entre la mise à la terre jusqu'à l'emplacement du défaut (soit le produit du courant de défaut par la résistance du PE).

La valeur de cette tension est clairement sans danger et pourrait atteindre quelques volts seulement dans le pire des cas : (par exemple, sur une installation en schéma IT de très grande dimension (capacité de fuite équivalent à 1000 Ω), le courant de premier défaut sera de 230 mA[1] et si la résistance de terre est très mauvaise 50 Ω, la tension de contact ne sera que de 11,5 V ; voir le paragraphe 3.4 «Le premier défaut»).

Une alarme sonore et visuelle est délivrée par le Contrôleur Permanent d'Isolement.

Principe physique

Un générateur applique une tension de faible niveau BF ou continue entre le réseau à surveiller et la terre. Ce signal se traduit par un courant de fuite que l'on peut mesurer et qui reflète l'état de l'isolement du réseau.

Les systèmes à basse fréquence sont utilisables sur les installations à courants continus et certaines versions peuvent faire la distinction entre la part résistive et la part capacitive du courant à la terre.

Les réalisations modernes permettent de mesurer l'évolution du courant de fuite : la prévention du premier défaut devient ainsi possible. Les mesures sont transmises par bus en vue de leur exploitation automatique.

Exemples de matériel

- Recherche mobile manuelle (cf. **Fig. F53**)

Le générateur peut être fixe (exemple : XM200) ou mobile (exemple : GR10X portable permettant le contrôle hors tension) et le récepteur ainsi que la pince ampèremétrique sont mobiles.

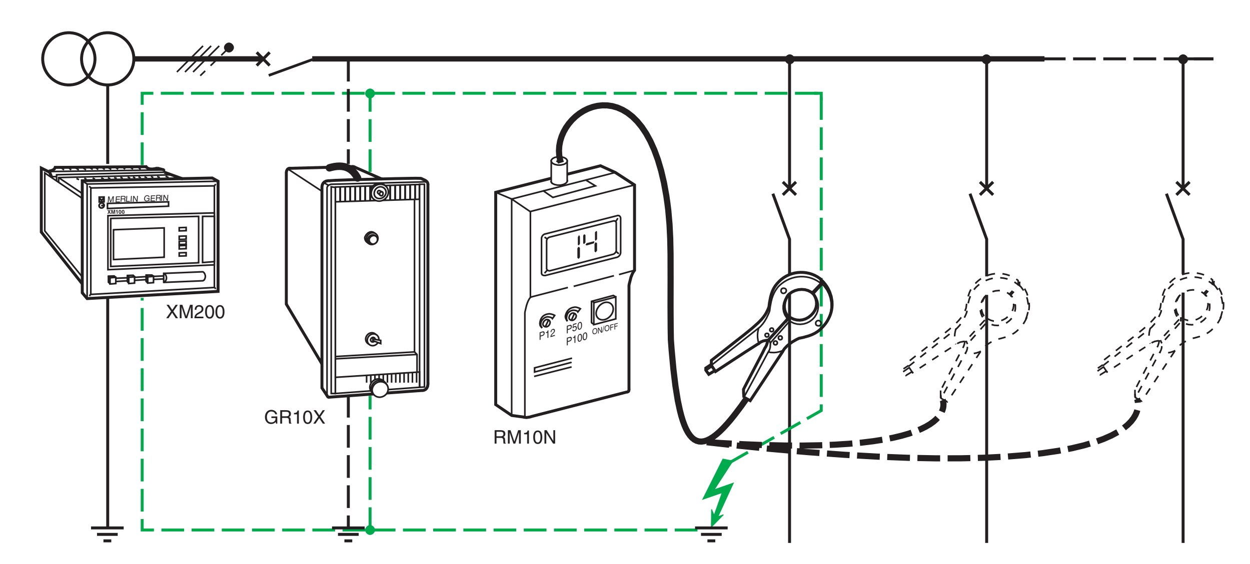


Fig. F53 : Recherche mobile manuelle

- Recherche fixe automatique (cf. **Fig. F54** page suivante)

Le contrôleur permanent d'isolement XM200 et les détecteurs XD1 ou XD12 associés à des tores installés sur chaque départ permettent de disposer d'un système de recherche automatique sous tension.

De plus, l'appareil affiche le niveau d'isolement et possède deux seuils : un seuil de prévention et un seuil d'alarme.

(1) Réseau triphasé 400/230 V en schéma IT.

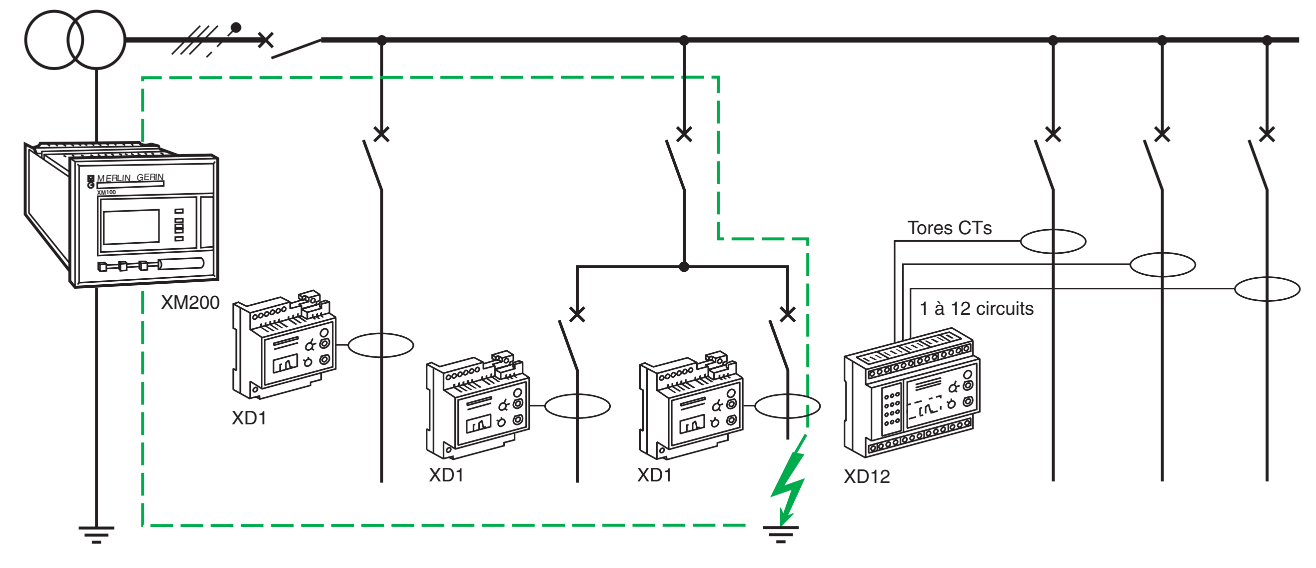


Fig. F54 : Recherche fixe automatique

■ Recherche et exploitation automatique (cf. **Fig. F55**)

Le Vigilohm System permet également de communiquer avec une imprimante et/ou un PC qui permet de disposer de la vue d'ensemble du réseau, de son niveau d'isolement et de l'historique (chronologie) de l'évolution de l'isolement pour chaque départ.

Le contrôleur permanent d'isolement XM200 et les détecteurs XD08 ou XD16, associés à des tores installés sur chaque départ, comme illustré sur la Figure F55 ci-dessous, permettent cette recherche et exploitation automatique.

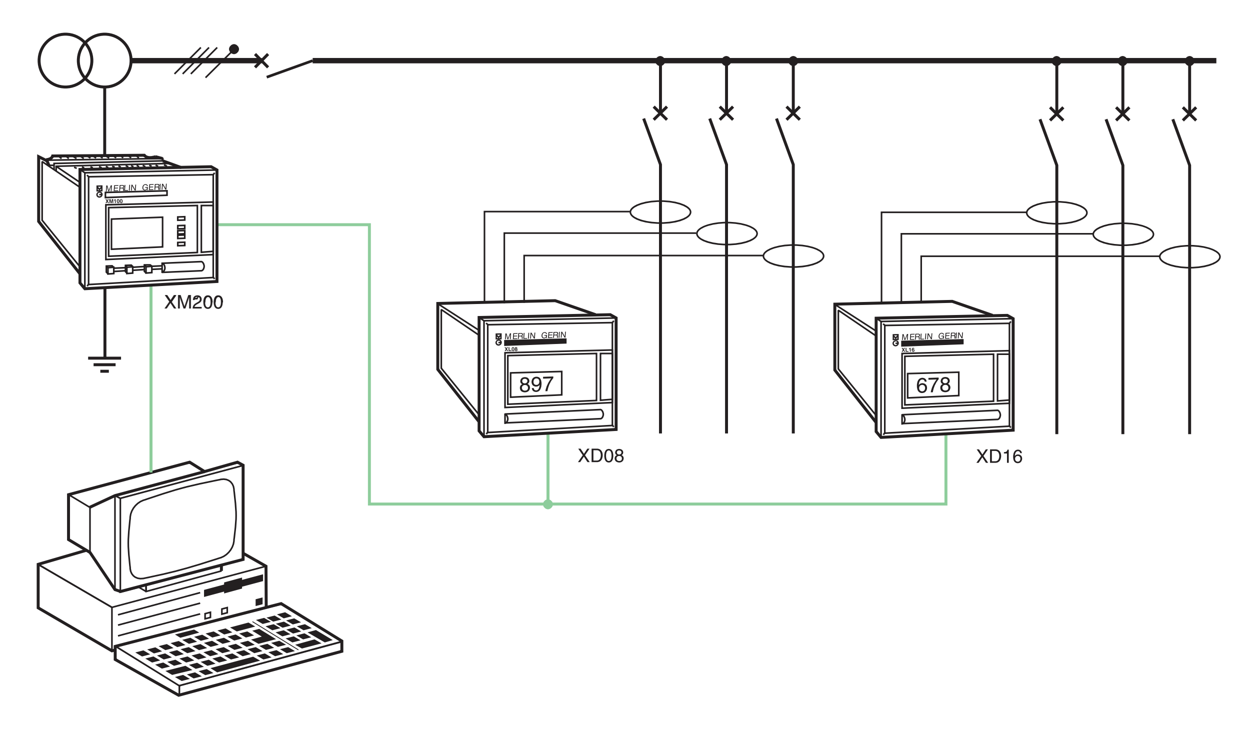


Fig. F55 : Recherche et exploitation automatique

La norme NF C 15-100, partie 537-1-3, préconise :
- *un seuil d'alarme réglé à 500 Ω,*
- *un seuil de prévention du niveau d'isolement ajusté à chaque installation.*

Mise en œuvre des Contrôleurs Permanents d'Isolement CPI

- Branchement

Le CPI est normalement connecté entre le point neutre (ou le neutre artificiel) du transformateur d'alimentation et la mise à la terre.

- Alimentation

L'alimentation du CPI devrait être réalisée à partir d'une source parfaitement fiable. En pratique, c'est généralement directement à partir de l'installation à contrôler et en aval d'une protection contre les surintensités d'un calibre adéquat.

- Réglages

Certaines normes nationales recommandent un premier réglage à 20% au dessous du niveau de l'installation neuve. Cette valeur permet de détecter une diminution de la qualité de l'isolement nécessitant des mesures de maintenance préventive pour pallier une situation de défaillance naissante.
Le deuxième seuil de réglage du CPI (seuil de détection du défaut d'isolement) doit être réglé à un niveau beaucoup plus bas.
A titre d'exemple, les 2 seuils de réglages peuvent être :
□ niveau d'isolement de l'installation neuve 100 kΩ,
□ Courant de fuite tolérée (non dangereux) : 500 mA (risque incendie si > 500 mA),
□ Réglages des 2 seuils du CPI par l'utilisateur :
- Seuil de prévention (pour maintenance préventive) : 80% x 100 kΩ= 80 kΩ,
- Seuil de détection (alarme pour recherche de défaut) : 500 Ω.

Notes :
□ Après une longue période de coupure, pendant laquelle toute ou une partie de l'installation est restée hors tension, de l'humidité peut réduire la valeur de la résistance répartie d'isolement. Cette situation qui est principalement due à des courants de fuite à la surface humide d'isolants sains ne constitue pas une situation de défaut et s'améliorera rapidement à la remise sous tension dès que l'élévation de température normale des conducteurs sous l'effet des courants parcourus réduira ou éliminera cette humidité de surface.
□ Les contrôleurs d'isolement (CPI) de type XM peuvent mesurer séparément les composantes résistives et capacitives du courant de fuite à la terre, fournissant de ce fait la valeur vraie de la résistance d'isolement.

Le guide UTE C15-105 propose trois méthodes :
- *méthode des impédances,*
- *méthode de composition,*
- *méthode conventionnelle.*

Cas du deuxième défaut

En schéma IT dans le cas où les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre (voir le paragraphe 3.4), un second défaut (à moins qu'il n'apparaisse sur la même phase que le premier défaut) créée un court-circuit phase phase ou phase neutre. De plus, qu'il apparaisse sur le même circuit ou sur un circuit différent du premier défaut, les dispositifs de protection contre les surintensités, disjoncteur ou appareillage à fusible, assurent la coupure automatique de l'alimentation.

Les réglages des magnétiques (ou des protections Court retard et Instantané) des disjoncteurs et les calibres des fusibles sont les paramètres de base qui déterminent la longueur maximale des conducteurs pour laquelle la protection des personnes est assurée comme indiqué dans le chapitre 6.2.

Note : dans ce cas où les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE, aucune résistance de terre ne se situe sur le chemin du courant dans la boucle de défaut. De ce fait, l'intensité du courant de deuxième défaut n'est limitée que par l'impédance des conducteurs et est obligatoirement suffisamment élevée pour déclencher les protections de surintensités.

Si les longueurs des circuits sont extrêmement importantes, et en particulier si les circuits sont mis à des terres différentes (de ce fait, les 2 résistances de terre sont dans la boucle défaut) la coupure automatique par les protections contre les surintensités n'est plus possible.

Dans ces cas, il est recommandé d'assurer la protection des personnes contre les contacts indirects par un DDR sur chaque circuit. Les réglages des DDR sont similaires à la protection des personnes en schéma TT, en particulier le temps maximal de coupure.

Néanmoins, il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégés par un DDR (voir le tableau de la Figure F19).

Méthodes de détermination de l'intensité de court-circuit

Les mêmes principes que ceux utilisés pour le schéma TN (voir paragraphe 6.2) sont applicables. Les méthodes sont de ce fait :
- **la méthode des impédances**,
- **la méthode de composition**,
- **la méthode conventionnelle**.

La méthode conventionnelle sera la plupart du temps suffisante et conduit à limiter la longueur des différents circuits électriques.

Pour les calculs, il est pratique d'utiliser un logiciel approuvé par les autorités nationales, et basé sur la méthode des impédances, tel que Ecodial 3. De nombreux pays publient aussi des guides qui donnent des valeurs typiques de longueurs de conducteurs.

Méthode conventionnelle (cf. **Fig. F56**)

Le principe est le même pour un schéma IT que celui décrit au paragraphe 6.2 pour un schéma TN : le calcul des longueurs des circuits à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts indirects soit assurée par les dispositifs de protection utilisés contre les surintensités (disjoncteur ou fusible).

Mais devant l'impossibilité pratique d'effectuer la vérification pour chacune des configuration de double défaut, le calcul pour chaque circuit est conduit dans le cas le plus défavorable: un autre défaut sur circuit identique

- Lorsque le neutre n'est pas distribué, le défaut ne peut être qu'un défaut entre phases et la tension à appliquer à la boucle de défaut est $\sqrt{3}$ Uo.
C'est le cas recommandé par la norme NF C 15-100.

La longueur maximale du circuit est donnée par la formule suivante :

$$L_{max} = \frac{0{,}8\ Uo\ \sqrt{3}\ Sph}{2\ \rho I a (1+m)} \text{ mètres}$$

- Lorsque le neutre est distribué, la tension à retenir est la tension phase neutre Uo (car c'est le cas le plus défavorable).

$$L_{max} = \frac{0{,}8\ Uo\ S1}{2\ \rho I a (1+m)} \text{ mètres}$$

La longueur du circuit est 2 fois plus faible qu'en schéma TN(1).

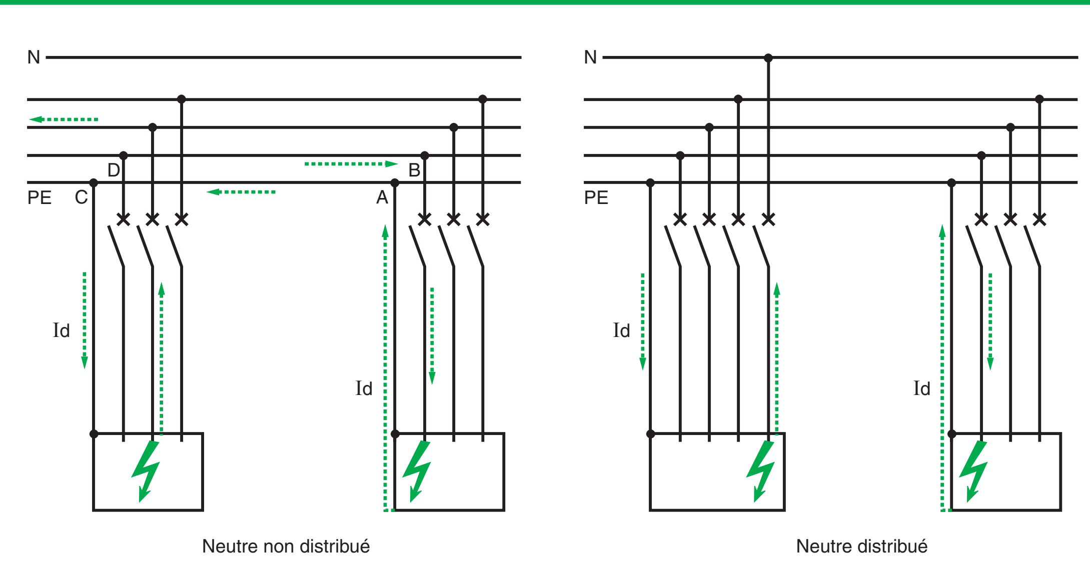


Fig. F56 : Calcul de Lmax en schéma IT, trajet du courant en cas de défaut double en IT

Dans les formules précédentes :

Lmax = longueur maximale en mètres,

Uo = tension simple (230 V pour un réseau 230/400 V),

ρ = résistivité à la température de fonctionnement normale (22,5 x 10^{-3} Ω x mm²/m pour le cuivre, 36 x $10^{-3}\Omega$ x mm²/m pour l'aluminium),

Ia = courant (A) de fonctionnement (disjoncteur) ou courant (A) de fusion (fusible) dans un temps spécifié,

$$m = \frac{Sph}{SPE}$$

SPE = section du conducteur de protection en mm²,

S1 = S neutre si le circuit comporte un conducteur neutre,

S1 = Sph si le circuit ne comporte pas de neutre.

(1) Rappel : il n'y a pas de longueur limite pour la protection des personnes en schéma TT, dès qu'une protection par DDR-HS est installée.

Le guide UTE C15-105 comporte des tableaux qui indiquent directement la longueur du circuit à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts indirects soit assurée en fonction des appareils de protection utilisés contre les surintensités.

Tableaux des longueurs Lmax

Les tableaux du guide UTE C15-105 sont établis selon la méthode conventionnelle.

Les tableaux donnant les longueurs Lmax des circuits à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts indirects soit assurée par les dispositifs de protection utilisés contre les surintensités (disjoncteur ou fusible) sont identiques à ceux donnés pour le schéma TN (cf. tableaux des Figures F41 à F44).

Ces tableaux prennent en compte :

- le type de protection : disjoncteurs ou fusibles,
- le calibre de la protection,
- les sections des phases et du conducteur de protection.
- Le tableau de la **Figure F57** indique le facteur de correction à apporter aux longueurs indiquées dans les tableaux F41 à F44 dans le cas du schéma IT.

Circuit	Nature du conducteur	m = Sphase/SPE (ou PEN)			
		m = 1	m = 2	m = 3	m = 4
3 phases	Cuivre	0,86	0,57	0,43	0,34
	Aluminium	0,54	0,36	0,27	0,21
3P + N ou 1P + N	Cuivre	0,50	0,33	0,25	0,20
	Aluminium	0,31	0,21	0,16	0,12

Fig. F57 : Facteur de correction à appliquer aux longueurs données dans les tableaux F41 à F44 en schéma IT

Exemple

Soit une installation triphasée (230/400 V) en schéma IT.

Un circuit protégé par un disjoncteur de type B de 63 A est constitué de câbles en aluminium de 50 mm² de section par phase et de 25 mm² de section pour le conducteur de protection (PE) .

Quelle est la longueur maximale du circuit, en dessous de laquelle la protection des personnes contre les contacts indirects est assurée par la protection magnétique instantanée du disjoncteur ?

Le tableau de la Figure F42 indique une longueur maximale autorisée de 603 mètres à laquelle il faut appliquer un coefficient de 0,36 (m = 2 et conducteur en aluminium dans le tableau de la Figure F57). La longueur maximale du circuit est de ce fait 217 mètres.

7.3 Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR-HS)

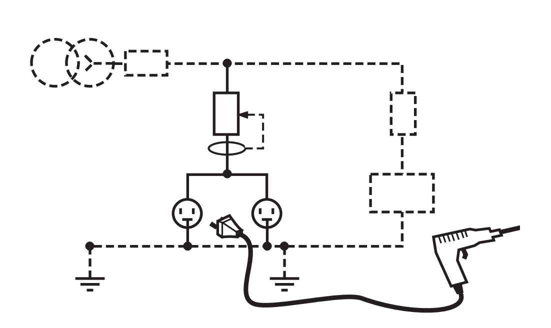


Fig. F62 : Circuit alimentant des socles de prise de courant

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts directs par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I\Delta n \leqslant 30$ mA).

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.3 impose cette protection complémentaire (quel que soit le schéma des liaisons à la terre) sur les circuits alimentant :

- des socles de prise de courant de courant assigné ⩽ 20 A pour tous les types d'emplacements,
- les appareils portatifs de courant assigné ⩽ 32 A destinés à être utilisés à l'extérieur.

Note : dans certains pays comme la France (norme NF C 15-100 § 411.3.3), pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

Il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégé par un DDR (voir le tableau de la Figure F19).

7.4 Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion

La gestion de ces risques est traitée au paragraphe 4.
Rappel :
La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I\Delta n \leqslant$ 500 mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I\Delta n \leqslant$ 300 mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie. Cette valeur est retenue par les textes européens (CENELEC).

Il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégés par un DDR (voir le tableau de la Figure F19).

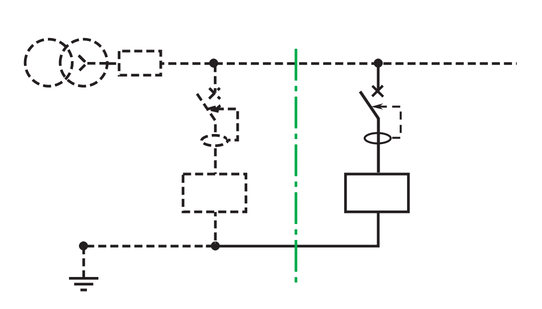


Fig. F59 : Protection par DDR spécifique d'un local à risque d'incendie

7.5 Cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée

Lorsque les conditions pour assurer le déclenchement des dispositifs de protection contre les surintensités ne peuvent pas être satisfaites à la conception ou ne peuvent pas être vérifiées à la réalisation, les possibilités ci-après peuvent être envisagées.

Suggestion 1 (cf. **Fig. F60**)

Installer un appareil à seuil de déclenchement magnétique bas.

Cette solution permet d'assurer la protection des personnes pour un circuit plus long. Mais il faut s'assurer que l'appareil ne sera pas sollicité par des courants élevés au démarrage.

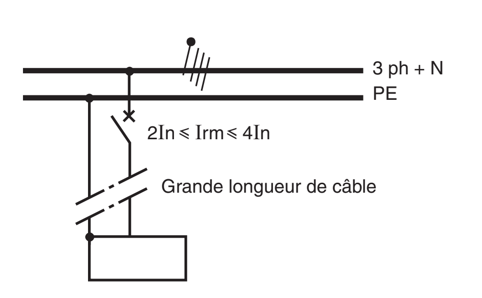


Fig. F60 : Protection par disjoncteur à seuil de déclenchement magnétique bas

- Solutions Schneider Electric
  - Compact type G (2 In ⩽ Irm ⩽ 4 In).
  - Disjoncteur Multi 9 courbe B.

Suggestion 2 (cf. **Fig. F61**)

Installer une protection différentielle à courant résiduel sur un circuit terminal. La valeur élevée des courants de défaut autorise l'utilisation de basses sensibilités (quelques ampères à quelques dizaines d'ampères).
Cette solution permet de s'affranchir de toute vérification. En présence de prises de courant, l'ensemble du coffret et les prises elles-mêmes doivent être protégées par un DDR-HS-30 mA.

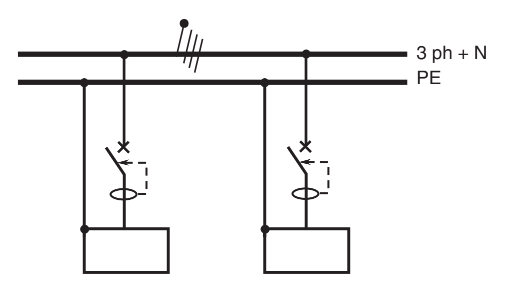


Fig. F61 : Protection par DDR

- Solutions Schneider Electric
  - Différentiel Multi 9 NG125 : $I\Delta n$ = 1 ou 3 A.
  - Vigicompact REH ou REM : $I\Delta n$ = 3 à 30 A.
  - Vigirex RH 99 associé à un dispositif de coupure.

Suggestion 3

Augmenter la section des conducteurs de protection ou de phase ou les 2 simultanément jusqu'à ce que les impératifs de protection des personnes soient atteints.

Suggestion 4 (cf. **Fig. F62**)

Ajouter des liaisons équipotentielles supplémentaires. Cela aura un effet similaire à la suggestion 3 soit une réduction de la résistance de la boucle de défaut mais de plus permettra une amélioration des mesures de protection (par diminution de la tension de contact). L'efficacité de cette mesure doit être vérifiée par une mesure de résistance entre les masses simultanément accessibles et le conducteur de protection local, dont la valeur à ne pas dépasser est indiquée dans le guide UTE C 15-105.

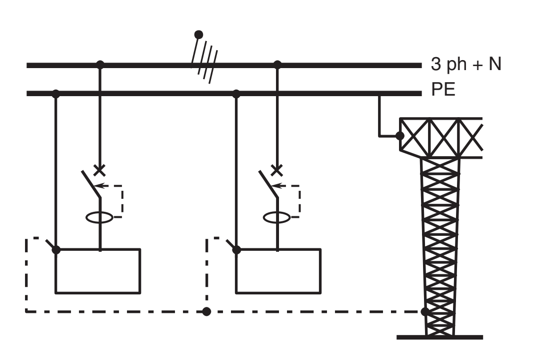


Fig. F62 : Liaisons équipotentielles supplémentaires

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

8.1 Type de DDR

Les dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) sont couramment intégrés ou associés avec les appareils suivants :

- disjoncteurs de type industriel boîtier moulé et forte intensité conformes à la CEI 60947-2,

Note : les disjoncteurs de type industriel intégrant la fonction DDR (par exemple le disjoncteur Vigicompact) sont conformes aussi à l'annexe B de cette norme,

- disjoncteurs miniatures de type industriel conformes à la CEI 60947-2.

Un DDR est obligatoirement utilisé à l'origine d'une installation en schéma TT. Mais afin d'assurer un niveau de continuité de service adéquat, il est aussi nécessaire d'utiliser d'autres DDR en aval sur l'installation et de mettre en œuvre leur capacité à être sélectifs entre eux.

Les disjoncteurs de type industriel intégrant la fonction différentielle sont conformes à la norme CEI 60947-2 et à son annexe B.

Disjoncteurs de type industriel avec un module DDR intégré ou adaptable (cf. **Fig. F63**)



Disjoncteur de type industriel Vigicompact



Disjoncteur de type industriel Multi 9 sur rail DIN avec un module DDR Vigi adaptable

Fig. F63 : Disjoncteurs de type industriel avec module DDR

Les disjoncteurs différentiels de type industriel sont disponibles sous plusieurs versions (sur socle, débrochable, sur rail DIN). La protection différentielle est réalisée par des modules complémentaires adaptables sur rail DIN (par exemple Multi 9) ou montés aux bornes des disjoncteurs (par exemple bloc Vigi pour disjoncteur Compact NSX). Ces disjoncteurs différentiels peuvent donc ainsi assurer une protection complète : protection contre les surintensités, protection contre les contacts indirects et/ou directs et sectionnement.

Les disjoncteurs différentiels de type domestique sont l'objet des normes CEI 60898, CEI 61008 et CEI 61009

Disjoncteurs modulaires de type domestique avec protection différentielle (cf. **Fig. F64**)



Disjoncteur d'arrivée avec ou sans déclenchement temporisé et fonction DDR intégrée (type S)



Disjoncteur différentiel «Monobloc» Déclic Vigi conçu pour la protection des circuits prises de courant pour les applications domestiques et tertiaires

Fig. F64 : Disjoncteurs différentiels de type domestique pour la protection contre les défauts à la terre

Les interrupteurs différentiels sont couverts par des normes nationales particulières. Les DDR à tore séparé sont normalisés à l'annexe M de la CEI 60947-2.

Disjoncteurs différentiels et DDR à tore séparé (cf. Fig. F65)

Les DDR à tore séparé peuvent être utilisés avec des disjoncteurs ou des contacteurs.





Fig. F65 : DDR à tore séparé (Vigirex)

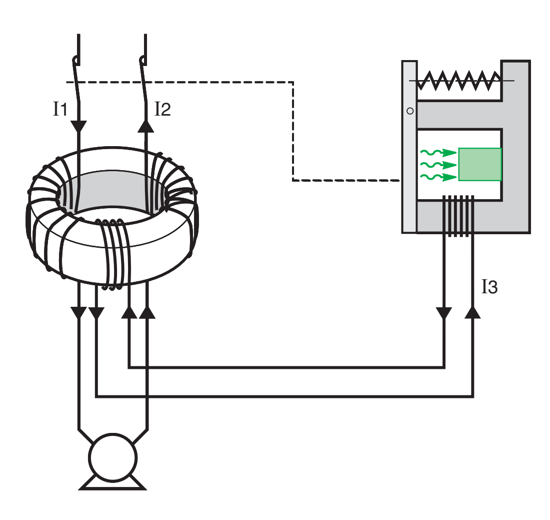


Fig. F66 : Le principe de fonctionnement d'un DDR

8.2 Description

Principe

Les caractéristiques essentielles du fonctionnement d'un DDR sont montrées en **Fig. F66** ci-contre.

Un circuit magnétique entoure tous les conducteurs actifs, y compris le conducteur neutre si présent, alimentant un circuit électrique. Le flux magnétique généré dans le circuit magnétique dépend à chaque instant de la somme arithmétique des courants dans les conducteurs actifs.

En cas de circuit monophasé (Fig. F66), le courant entrant I1 (de la source vers l'utilisation) est considéré comme positif, à l'inverse le courant I2 sortant est considéré comme négatif.

Pour un circuit électrique sain, $I1+I2 = 0$ et il n'y a pas de flux magnétique, donc aucune f.é.m. créée dans l'enroulement secondaire.

Un courant de défaut Id passe dans le circuit magnétique de la source vers l'utilisation mais revient par les conducteurs de protection (schéma TN) ou par la terre (schéma TT).

De ce fait, la somme des courants entrant et sortant n'est plus nulle, soit $I1 + Id + I2 = Id$, et cette différence de courant crée un flux magnétique.

Cette différence de courant est appelée «courant résiduel» et le principe est dénommé principe du «courant résiduel».

Le flux alternatif résultant dans le circuit magnétique induit en conséquence une f.é.m. dans le bobinage du secondaire de sorte qu'un courant I3 circule dans l'enroulement de commande de déclenchement du dispositif. Si le courant résiduel dépasse la valeur requise (le seuil) pour activer le déclenchement du dispositif soit directement soit via un relais électronique ceci va provoquer l'ouverture de l'organe de coupure associé (interrupteur ou disjoncteur).

8.3 Sensibilité des DDR aux perturbations

Dans certains cas, des perturbations (dues au réseau ou à son environnement) peuvent créer des dysfonctionnements des DDR.

■ **Déclenchement intempestif** : coupure de l'alimentation électrique en cas d'absence de situations dangereuses. Ce type de déclenchement est souvent répétitif, ce qui est très préjudiciable à la qualité de la fourniture de l'énergie, et entraîne pour l'utilisateur des perturbations d'exploitation.

■ **Non déclenchement en cas de situations dangereuses :** baisse de la sensibilité dans la détection des courants de défaut dangereux. Cette situation doit être analysée avec précautions car elle affecte la sécurité. De ce fait, les normes CEI ont défini 3 catégories de DDR selon leur aptitude à gérer ces types de situation (voir ci-après).

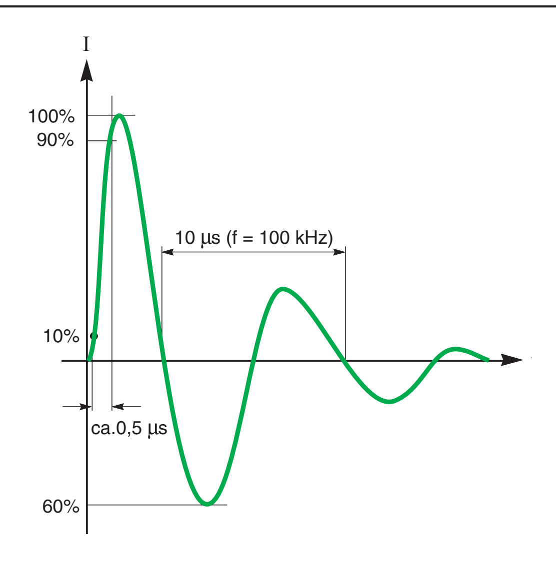


Fig. F67 : Onde de courant normalisée 0,5 µs/100 kHz

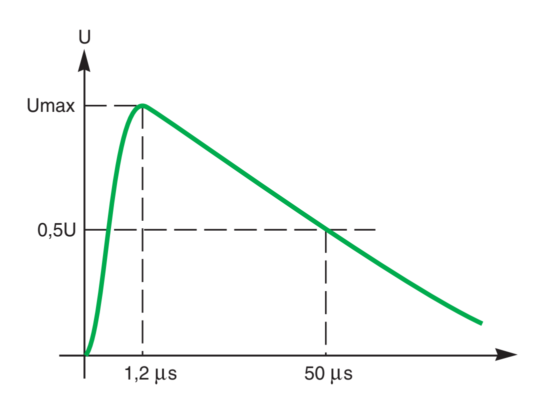


Fig. F68 : Onde de tension normalisée 1,2/50 µs

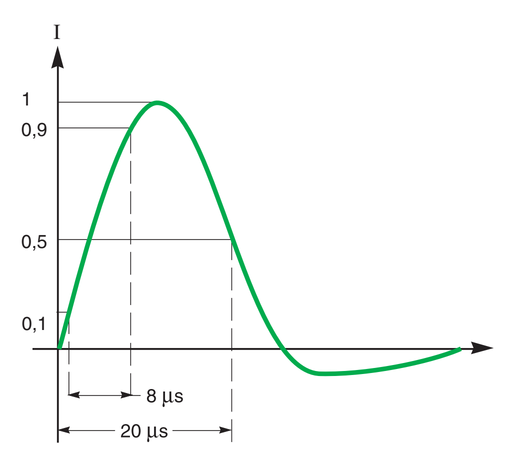


Fig. F69 : Onde de courant normalisée 8/20 µs

Principaux types de perturbations

Bien que ces perturbations ne soient pas dangereuses pour les personnes, elles peuvent entraîner des déclenchements intempestifs des dispositifs de protection DDR qu'il est nécessaire de pallier.

Courants de fuite permanents

Toute installation électrique BT a un courant de fuite permanent à la terre qui est dû :
- soit aux déséquilibres des capacités de fuite naturelles des conducteurs actifs à la terre (principalement pour des circuits triphasés),
- soit à des capacités entre une phase et la terre pour des circuits monophasés.

Le courant de fuite est d'autant plus important que l'installation électrique est étendue.
Ce courant de fuite capacitif est parfois majoré de manière significative par les condensateurs de filtrage reliés à la masse de certains récepteurs électroniques (dans des équipements pour des automatismes, pour des système de communication, pour des réseaux informatiques, etc.). En l'absence de données plus précises, le courant de fuite peut être évalué sur la base suivante, pour un réseau 230 V/ 50 Hz :
- canalisations mono ou triphasées : 1,5 mA/100m,
- plancher chauffant : 1 mA/kW,
- Fax, imprimantes : 1 mA,
- PC , poste de travail : 2 mA,
- Photocopieuses : 1,5 mA.

Pour que les DDR puissent fonctionner correctement avec les sensibilités I∆n requises par les normes CEI et/ou les normes nationales pour assurer la sécurité des personnes et des biens, il est nécessaire de limiter les courants de fuite permanents traversant un DDR. Une limitation à 25% de son seuil I∆n par une division des circuits, élimine pratiquement tout risque de déclenchement intempestif.

Composantes à haute fréquence HF (harmoniques, transitoires, etc.) générés
- par des alimentations d'équipements informatiques, des convertisseurs de fréquence, des commandes de moteur par variateur de vitesse, des systèmes d'éclairage à lampes fluorescentes,
- par la proximité d'appareils de coupure MT et de batterie de condensateurs d'énergie réactive.

Une partie de ces courants HF peut s'écouler à la terre par les capacités de fuite des équipements.

Mise sous tension

La mise sous tension de condensateurs tels que mentionnés ci-dessus crée un courant d'appel transitoire HF similaire à celui de la **Figure F67**.
L'apparition du premier défaut en schéma IT crée un courant de fuite transitoire du à la brusque élévation de tension des 2 phases saines par rapport à la terre.

Surtensions de mode commun

Les réseaux électriques sont soumis à des surtensions transitoires dues
- à des perturbations extérieures d'origine atmosphériques (foudre),
- à des changements brusques des conditions de fonctionnement du réseau (défauts, fusion de fusibles, commutation de charges inductives, manœuvres d'appareillage MT, etc.).

Ces surtensions transitoires créent dans les capacités de fuite à la terre des courants transitoires de forte amplitude.
Leur observation a établi que sur un réseau BT, les surtensions demeurent en général inférieures à 6 kV, et elles sont représentées correctement par une onde de tension normalisée 1,2/50 µs (cf. **Fig. F68**).
Les courants induits par ces surtensions peuvent aussi être représentés par une onde de courant normalisée 8/20 µs de valeur crête de plusieurs dizaines d'ampères (cf. **Fig. F69**).

Immunité

Courants de fuite transitoires : CEM

Selon la NF C 15-100 § 531.2.1.4, tout DDR installé doit avoir un niveau d'immunité minimal aux déclenchements indésirables.

- Les DDR de "type S" (ou cran I et plus) admettent tous les courants transitoires de fuite à la terre, y compris ceux des parafoudres (cf. schémas d'installation au chapitre L § 1.3), de durée inférieure à 40 ms.
Les surtensions et courants transitoires mentionnés ci-contre, les commutations (bobines de contacteurs, relais, contacts secs), les décharges électrostatiques et les ondes électromagnétiques rayonnées (radio) relèvent du domaine de la compatibilité électromagnétique (pour plus de détails, consulter les Cahiers Techniques n° 120 et 149 de Schneider Electric).
- Les DDR de type « A si » (super immunisés) évitent les déclenchements intempestifs dans les cas de réseaux pollués, effets de la foudre, courants à haute fréquence, composantes continues, transitoires, harmoniques, basses températures (-25 °C).

La NF C 15-100 § 771.314.2.1 recommande d'utiliser un DDR « si » de 30 mA pour le circuit spécifique d'un congélateur.

Courants de défauts à composantes pulsées ou continues
DDR de type AC, A ou B

L'article 531-2-1-5 de la NF C 15-100 indique les dispositions à prendre si nécessaire.

La norme CEI 60755 (Exigences générales pour les dispositifs de protection à courant différentiel résiduel) définit trois types de DDR suivant la caractéristique du courant de défaut :

- type AC
DDR pour lequel le déclenchement est assuré pour des courants alternatifs sinusoïdaux différentiels résiduels, sans composante continue.
- type A
DDR pour lequel le déclenchement est assuré
  - pour des courants alternatifs sinusoïdaux différentiels résiduels,
  - en présence de courants continus pulsatoires différentiels résiduels spécifiés.
- type B
DDR pour lequel le déclenchement est assuré
  - pour des courants identiques à ceux du type A,
  - pour des courants continus différentiels résiduels qui peuvent résulter d'un redressement triphasé.

Influences externes(1)

Correspondance :
CEI 60364-5-51 § 512.2
et NF C 15-100 partie 5-51 § 512.2

Tenue au froid

Dans le cas de températures au dessous de -5°C, les relais électromécaniques très sensibles des DDR de haute sensibilité peuvent être mécaniquement bloqués par le givre en cas de condensation.
Les DDR de type «si» peuvent fonctionner jusqu'à une température de -25°C.

Atmosphères chimiques corrosives ou chargées de poussières :

Les alliages spéciaux utilisés dans la fabrication des DDR peuvent notablement être dégradés par la corrosion. Les poussières peuvent aussi bloquer le mouvement des parties mécaniques.
Les influences externes sont classées dans le Tableau 51A de la norme CEI 60364-5-51.
L'influence externe «Présence de substances corrosives ou polluantes» est identifiée par le code AFx (avec x qui représente le degré de sévérité de 1, négligeable, à 4, extrême).
Les règlements particuliers peuvent définir les dispositions à prendre et le type de DDR à mettre en œuvre (voir mesures à prendre en fonction des niveaux de sévérité dans le tableau de la **Figure F70**).

(1) Pour plus de renseignements sur les influences externes voir Chapitre E Paragraphe 3.

Influence du réseau électrique	**Réseau perturbé**	DDR super immunisé **Type A si :**	DDR Type SiE	DDR Type SiE + Protection additionnelle appropriée (coffret ou unité fonctionnelle étanche)	DDR Type SiE + Protection additionnelle appropriée (coffret ou unité fonctionnelle étanche + surpression)
	Réseau propre	DDR immunisé standard **Type AC**			
Présence de substance corrosive ou polluante **CEI 60364 / NF C 15-100**		Présence négligeable	Présence appréciable d'origine atmosphérique	Actions intermittentes ou accidentelles de certains produits chimiques ou polluants courants	Actions permanentes de produits chimiques ou polluants
Sévérité		AF1	AF2	AF3	AF4
Caractéristiques des matériels à mettre en œuvre		■ Normales	■ Conformité, par exemple, au test de brouillard salin	■ Protection contre les corrosions	■ Spécifiquement étudiées suivant le type de produit et de pollution

Exemples de sites exposés	**Influences Externes**
Métallurgie, aciérie.	Présence de soufre, vapeur de soufre, H_2S.
Marina, port de commerce, bateau, bord de mer, chantier naval.	Atmosphère saline, en extérieur, humide, basse température.
Piscine, hôpital, agro alimentaire.	Composants chlorés.
Pétrochimie.	Gaz de combustion hydrogène, oxydes d'azote.
Élevage.	H_2S.

Fig. F70 : Caractéristiques des DDR selon l'influence externe classée AF - Sites suivant le type de pollution

Niveau d'immunité des DDR de la marque Schneider Electric

Les gammes de DDR de la marque Schneider Electric comprennent différents types de DDR permettant une protection contre les défauts d'isolement adaptée à chaque application. Le tableau de la **Figure F71** indique le type de DDR à installer en fonction des perturbations probables au point d'installation.

Type de DDR	**Déclenchement intempestif (en absence de défaut)**	**Non déclenchement (en présence de défaut)**			
	Courants de fuite naturelle HF	**Courant de défaut avec**		**Basse température (jusqu'à -25°C)**	**Atmosphère corrosive et poussière**
		Composantes pulsées (monophasé redressé)	**Composantes continues pures**		
AC	■			■	
A	■	■		■	
SI	■ ■ ■	■		■	
SiE	■ ■ ■	■		■	■
B	■ ■ ■	■	■	■	

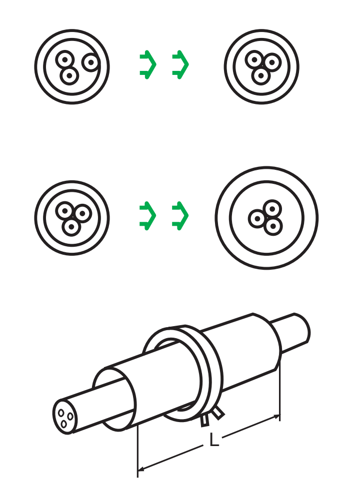
Fig. F71 : Niveau d'immunité des DDR Schneider Electric

Immunité aux déclenchements intempestifs

Les DDR de type si/SiE ont été conçus pour pallier les déclenchements intempestifs et/ou les non déclenchements dans le cas de pollution du réseau électrique (effet induit de coups de foudre, courants HF, courants RF, etc.). La **Figure F72** indique les essais (et les niveaux d'essais) subis par les DDR de ce type.

Type de perturbations	Ondes d'essais normalisées	Niveau d'essai Multi 9 : ID-RCCB, DPN Vigi, Vigi, C60, Vigi, C120, Vigi NG125 Type si/SiE
Perturbations permanentes		
Harmoniques	1 kHz	Courant de défaut = 8 x $I\Delta n$
Perturbations transitoires		
Surtension foudre induite	1,2 / 50 µs Impulsion (CEI/EN 61000-4-5)	4,5 kV entre conducteurs 5,5 kV / terre
Courant foudre induit	8 / 20 µs Impulsion (CEI/EN 61008)	5 kA crête
Courant transitoire de manœuvre, indirect de foudre	0,5 µs / 100 kHz Onde de courant (CEI/EN 61008)	400 A crête
Fonctionnement de para surtension en aval, charge de capacités	10 ms Impulsion	500 A
Compatibilité Électromagnétique		
Commutation de charges inductives, éclairage fluorescent, moteurs, etc.	Salves répétées (CEI 61000-4-4)	4 kV / 400 kHz
Éclairage fluorescent, circuits commandés par thyristors	Ondes RF conduites (CEI 61000-4-6)	66 mA (15 kHz à 150 kHz) 30 V (150 kHz à 230 MHz)
Ondes RF (TV et Radios, émetteurs, télécommunication, etc.)	Ondes RF émises 80 MHz à 1 GHz (CEI 61000-4-3)	30 V / m

Fig. F72 : Essais d'immunité aux déclenchements intempestifs subis par les DDR de marque Schneider Electric



L = 2 fois le diamètre du tore

Fig. F73 : 3 mesures pour réduire le rapport de sensibilité $I\Delta n/Iph$ (max)

Recommandations concernant l'installation des DDR à tore séparé

Le capteur de ce type de DDR est un tore (généralement circulaire) de matériau magnétique à très haute perméabilité, sur lequel est bobiné un circuit secondaire, l'ensemble constituant un transformateur de courant toroïdal.
A cause de cette haute perméabilité, l'équilibre des flux magnétiques peut être affecté par

- une dissymétrie, même légère, dans la position des conducteurs entourés par le circuit magnétique,
- une proximité trop grande avec des matériaux ferreux (coffret ou châssis métallique, etc.).

De ce fait, des courants d'appel importants (courant de démarrage, courant magnétisant de transformateurs, courant de mise sous tension de capacités) peuvent saturer localement ce matériau et provoquer des déclenchements indésirables.
Sans prendre de précautions particulières, le rapport de sensibilité, courant de fonctionnement $I\Delta n$ rapporté au courant maximum des phases I phase max, soit $I\Delta n/ Iph(max)$ est ⩽ 1/1000.
Cette limite peut être augmentée sensiblement en prenant les mesures illustrées en **Figure F73** et résumées dans le tableau de la **Figure F74**.

Mesures	Diamètre (mm)	Gain de sensibilité[1]
Centrer avec précaution les conducteurs dans le tore		3
Prendre un tore de la taille supérieure	ø 50 → ø 100	2
	ø 80 → ø 200	2
	ø 120 → ø 300	6
Utiliser un manchon magnétique (fer doux - tôle magnétique) :	ø 50	4
■ d'épaisseur 0,5 mm,	ø 80	3
■ de longueur 2 x diamètre intérieur du tore,	ø 120	3
■ entourant complètement les conducteurs et dépassant de manière égale de chaque côté du tore.	ø 180	2

Ces mesures peuvent être combinés : par exemple, en centrant avec précaution les conducteurs dans un tore de 200 mm de diamètre (alors que un diamètre de tore de 50 mm était suffisant) et en utilisant un manchon magnétique, le rapport 1/1000 devient 1/30000.

Fig. F74 : Mesures pour réduire le rapport de sensibilité

(1) Le gain représente en fait une diminution du rapport de sensibilité.

Correspondance :
CEI 60364-5-53 § 535.2.2 et
NF C 15-100 § 535.3.2

Choix des caractéristiques d'un interrupteur différentiel (ID)

Courant assigné

La norme CEI 60364-5-53 (§ 535.2.2) définit les règles.
Le courant assigné d'un interrupteur différentiel est choisi en fonction du courant maximum qui doit le traverser :

- si l'interrupteur différentiel est placé en série et en aval d'un disjoncteur, le courant assigné des 2 appareils est le même soit (cf. **Fig. F75a**) : In ⩾ In1,
- si l'interrupteur différentiel est placé en amont d'un groupe de disjoncteurs, le courant assigné est ⩾ (cf. **Fig. F75b**) : In ⩾ ku x ks (In1+In2+In3+In4).

Exigences de tenue électrodynamique

La protection contre les courts-circuits d'un interrupteur différentiel doit être assurée par un Dispositif de Protection contre les Courts-Circuits (DPCC) placé en amont. Cependant il est considéré que celle-ci peut aussi être réalisée par les DPCC situés en aval (sur les départs) si l'interrupteur est installé dans le même emplacement (coffret) que les DPCC (conformément aux normes appropriées, pour la France NF C 15-100 § 535.3.2).
La coordination entre les interrupteurs différentiels et les DPCC est nécessaire ; les constructeurs fournissent en général des tableaux d'association de DPCC et d'interrupteurs différentiels (cf. **Fig. F76**).

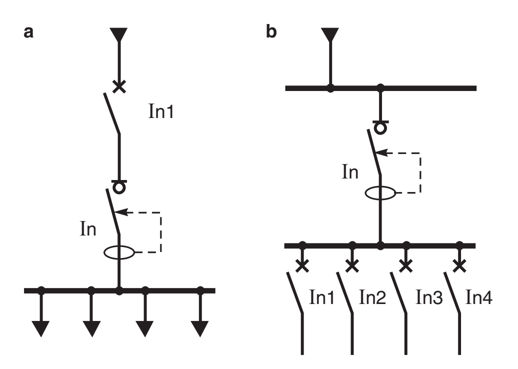


Fig. F75 : Interrupteurs différentiels associés à des disjoncteurs

Association disjoncteurs avec interrupteurs différentiels – Icc efficace en kA

Disjoncteur amont		DT40	DT40N	C60N	C60H	C60L	C120N	C120H	NG125N	NG125H	
ID aval	2P	I 20A	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	3	4,5	4,5	4,5
	230V	IN-A 40A	6	10	20	30	30	10	10	15	15
		IN-A 63A	6	10	20	30	30	10	10	15	15
		I 100A						15	15	15	15
	4P	I 20A	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	2	3	3	3
	400V	IN-A 40A	6	10	10	15	15	7	7	15	15
		IN-A 63A	6	10	10	15	15	7	7	15	15
		NG 125NA						10	16	25	50

Association fusibles avec interrupteurs différentiels – Icc efficace en kA

fusible amont			20A	63A	100A	125A
ID aval	2P	I 20A	8			
	230V	IN-A 40A		30	20	
		IN-A 63A		30	20	
		I 100A			6	
	4P	I 20A	8			
	400V	IN-A 40A		30	20	
		IN-A 63A		30	20	
		NG 125NA				50

Fig. F76 : Exemple de tableaux constructeurs d'association Interrupteur différentiel/DPCC et Interrupteur différentiel/fusible (produits Schneider Electric)

Choix des DDR pour des circuits avec variateur de vitesse

Les variateurs de vitesse sont de plus en plus utilisés pour alimenter les moteurs asynchrones. En effet ils procurent de multiples avantages : un courant de démarrage limité (environ 1,5 fois le courant nominal), une large plage de réglage de la vitesse avec possibilité de survitesse, une facilité de freinage électrique, l'inversion de sens de marche, etc.
Pour cela ces dispositifs électroniques comportent un premier circuit de redressement pour obtenir un courant continu qui est ensuite modulé par un second circuit afin de faire varier la fréquence et la puissance disponible pour l'alimentation des moteurs.
Le fonctionnement des DDR avec des variateurs de vitesse doit donc prendre en compte la présence éventuelle de composante continue et de courants à fréquence variable.

La norme NF C 15-100/A1, prenant en compte cette difficulté, impose un choix de DDR en fonction des conditions d'installation et du type de variateur. Le tableau de la **Figure F77** précise ce choix.

	Protection contre les contacts indirects			Protection complémentaires contre les contacts directs		
Alimentation du variateur	Triphasée		Monophasée	Triphasée		Monophasée
Caractéristiques du matériel et de l'installation	Sans double isolement sur l'étage à courant continu	Avec double isolement sur l'étage à courant continu	Avec ou sans double isolement sur l'étage à courant continu	Sans double isolement sur l'étage à courant continu	Avec double isolement sur l'étage à courant continu	Avec ou sans double isolement sur l'étage à courant continu
TT (IT avec des masses non interconnectées)	Type B (⩾ 300 mA)	Type A (⩾ 300 mA)		Type B (30 mA)	Type A (30 mA)	
TN-S	Type A (⩾ 300 mA)*					
IT						

(*) : Le défaut d'isolement s'apparente à un court-ciruit. Le déclenchement doit normalement être assuré par la protection contre les courts-circuits, mais l'utilisation d'un DDR est recommandée en cas de risque de non déclenchement des protections à maximum de courant.

Fig. F77 : Choix du DDR en fonction du SLT et du type de variateur (d'après le tableau 55A de la norme NF C 5-100/A1 § 553.2.6)

Il est aussi conseillé de :
- ne raccorder qu'un seul variateur par DDR,
- prévoir un DDR comme mesure de protection complémentaire contre un contact direct lorsque la résistance de freinage est accessible.

Chapitre G
La protection des circuits

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Généralités

L'ensemble d'un circuit électrique et de sa protection est déterminé de manière à satisfaire à toutes les contraintes de fonctionnement.

1.1 Méthodologie et définitions

Ce chapitre présente une étude suivant les normes CEI 60364 (série), principalement les normes CEI 60364- 4- 43 et -5-52. Les normes d'installation nationales peuvent différer, adapter ou compléter cette norme internationale.

Pour la France, une étude complète suivant la norme NF C 15-100 et le guide NF C15-105 est présentée au sous chapitre G8.

Méthodologie (cf. **Fig. G1**)

Après une analyse préliminaire des besoins en énergie électrique de l'installation, comme décrite au chapitre A sous chapitre 4, une étude des canalisations(1) de chacun des circuits et de sa protection électrique est à entreprendre, en commençant à l'origine de l'installation pour aboutir aux circuits terminaux.

Chaque association canalisation-protection doit répondre simultanément à plusieurs conditions qui assurent la sûreté de l'installation :

- véhiculer le courant d'emploi permanent et ses pointes transitoires normales ;
- ne pas générer de chutes de tension susceptibles de nuire au fonctionnement de certains récepteurs, comme par exemple les moteurs en période de démarrage.

En outre, la protection, disjoncteur ou fusible, doit :

- protéger la canalisation ou le jeu de barres pour toutes les surintensités jusqu'au courant de court-circuit ;
- assurer la protection des personnes contre les contacts indirects, en particulier dans les schémas TN et IT, où la longueur des circuits peut limiter le niveau des courants de court-circuit rendant ainsi possible le risque d'une coupure automatique non instantanée.

Note : en schéma TT, cette condition est naturellement satisfaite par l'installation obligatoire d'un DDR de sensibilité 300 mA placé à l'origine de l'installation.

La section des conducteurs est définie par la méthode générale décrite ci-après (cf. sous-chapitre 2). Des récepteurs particuliers (cf. chapitre N) peuvent nécessiter de surdimensionner le câble d'alimentation et sa protection.

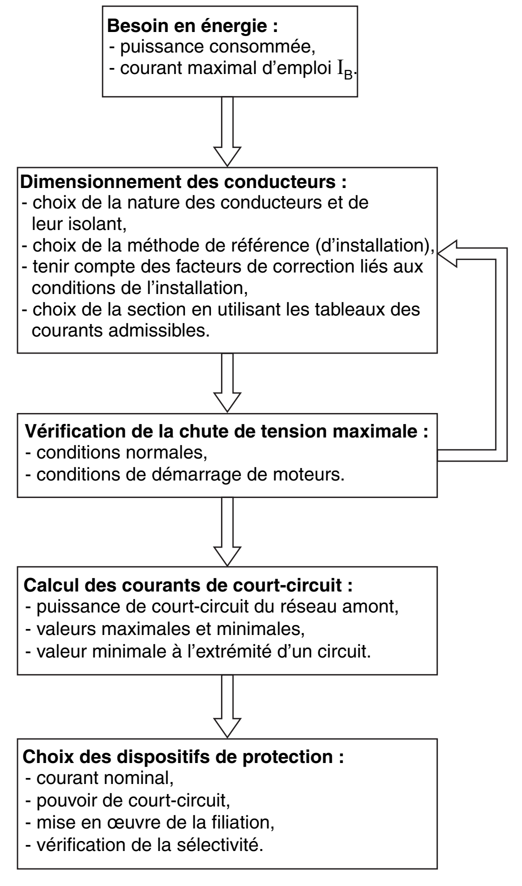


***Fig. G1** : Logigramme pour le choix d'une canalisation et de son dispositif de protection pour un circuit*

(1) Le terme canalisation dans ce chapitre désigne les canalisations constituées de conducteurs isolés ou de câbles à l'exception des canalisations préfabriquées étudiées spécifiquement au sous chapitre 2.4.

Définitions

Courant d'emploi : I_B

■ Au niveau des circuits terminaux, c'est le courant qui correspond à la puissance apparente des récepteurs. Dans le cas de démarrage ou de mise en service fréquente (ex : moteur d'ascenseur, poste de soudure par points), il faut tenir compte des appels de courant lorsque leurs effets thermiques se cumulent et affectent les câbles et les relais thermiques.

■ Au niveau des circuits de distribution (principaux, secondaires), c'est le courant correspondant à la puissance d'utilisation, laquelle tient compte des coefficients de simultanéité et d'utilisation, respectivement ks et ku comme décrit en **Figure G2** (voir aussi le Chapitre A paragraphe 4.3).

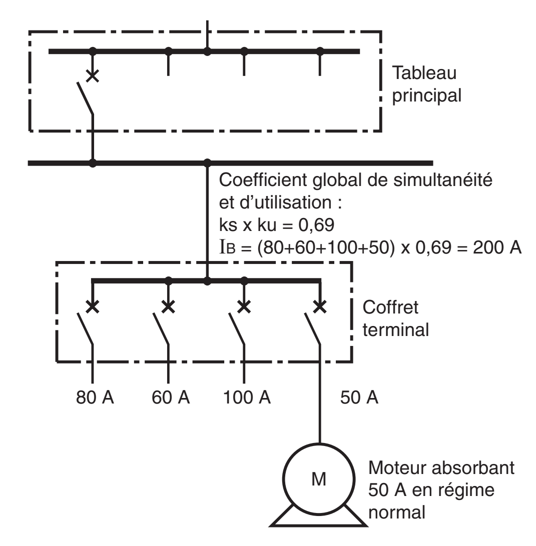


Fig. G2 : Exemple de calcul du courant d'emploi I_B dans un circuit

Courant admissible : I_Z

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie.

Ce courant dépend, pour une section donnée, de plusieurs paramètres :

■ constitution du câble ou de la canalisation (en cuivre ou en aluminium, isolation PVC ou PR, nombre de conducteurs actifs),

■ température ambiante,

■ mode de pose,

■ influence des circuits voisins (appelé effet de proximité).

Surintensité

Il y a surintensité chaque fois que le courant traversant un circuit est supérieur à son courant d'emploi I_B.

Ce courant doit être coupé dans un temps dépendant de son intensité, de telle sorte qu'une dégradation irréversible de la canalisation, ou d'un récepteur suite à un défaut interne, puisse être évitée.

Des surintensités de faible durée peuvent cependant se produire dans des conditions normales d'exploitation. On distingue 2 types de surintensités :

■ Les surcharges
Ce sont les surintensités se produisant dans un circuit électriquement sain, par exemple à cause de la mise en fonctionnement simultanée de charges même durant de faible durée : démarrage de plusieurs moteurs, etc. Cependant, si ces conditions durent au delà d'une période supportable (dépendant du réglage de la protection thermique ou du calibre des fusibles), le circuit est automatiquement coupé.

■ Les courants de court-circuit
Ils sont consécutifs à un défaut, dans un circuit, entre plusieurs conducteurs et/ou entre un des conducteurs actifs et la terre (dans les schémas TN du fait de la très faible impédance entre le conducteur neutre et la terre) selon les combinaisons suivantes :

□ court-circuit triphasé (3 conducteurs de phase sont en court-circuit),

□ court-circuit biphasé (2 conducteurs de phase sont en court-circuit),

□ court-circuit monophasé (1 conducteur de phase et le neutre sont en court-circuit).

1.2 Principe de la protection des circuits contre les surintensités

Le principe consiste à disposer à l'origine du circuit un appareil de protection (cf. **Fig. G3** et **Fig. G4**).

- agissant en cas de surintensité en un temps inférieur à la caractéristique I^2t du câble ;
- mais pouvant laisser passer en permanence le courant d'emploi I_B de ce circuit.

Pour les courts-circuits de durée inférieure à 5 secondes, la caractéristique du conducteur isolé peut être approchée à l'aide de la formule :

$I^2t = k^2\ S^2$ qui exprime que la chaleur dégagée admissible est proportionnelle au carré de la section du conducteur isolé, avec :

t : Durée du court-circuit en secondes

S : Section du conducteur isolé en mm²

I : Courant de court-circuit effectif en A, exprimé en valeur efficace

k : Constante caractéristique du conducteur isolé (les valeurs de k^2 sont indiquées Figure G52.

Pour un même conducteur isolé, l'intensité admissible varie selon l'environnement. Par exemple, pour une température θ ambiante élevée ($\theta a1 > \theta a2$), Iz1 est inférieur à Iz2 (cf. **Fig. G5**).

Note :

- I_{CC} : courant de court-circuit triphasé
- I_{CU} ou I_{CN} : pouvoir de coupure assigné du disjoncteur
- Ir (ou Irth)(1) : courant de réglage de la protection thermique ou Long retard du disjoncteur.

Note : un disjoncteur de calibre nominal 50 A pour assurer une protection contre les surcharges à 30 A peut avoir :

- soit une plage de réglage de la protection permettant le réglage à 30 A,
- soit un réglage fixe de protection contre les surintensités équivalent à un disjoncteur de 30 A (courant assigné).

Fig. G3 : Principe de la protection d'un circuit : cas du disjoncteur

1.3 Détermination de la protection

Les méthodes suivantes sont basées sur des règles définies dans la norme CEI 60364-4-43 § 433 et § 434 et sont conformes aux règles de l'art pratiquées dans de nombreux pays.

Règle générale

Un dispositif de protection (disjoncteur ou fusible), assure correctement sa fonction si :

- son courant nominal ou de réglage In est situé entre le courant d'emploi et le courant admissible de la canalisation, soit :
$I_B \leqslant In \leqslant Iz$ ce qui correspond à la zone a de la **Figure G6**.

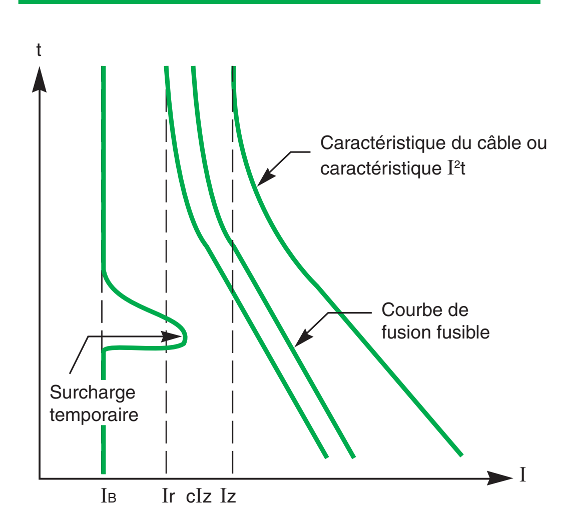


Fig. G4 : Principe de la protection d'un circuit : cas du fusible

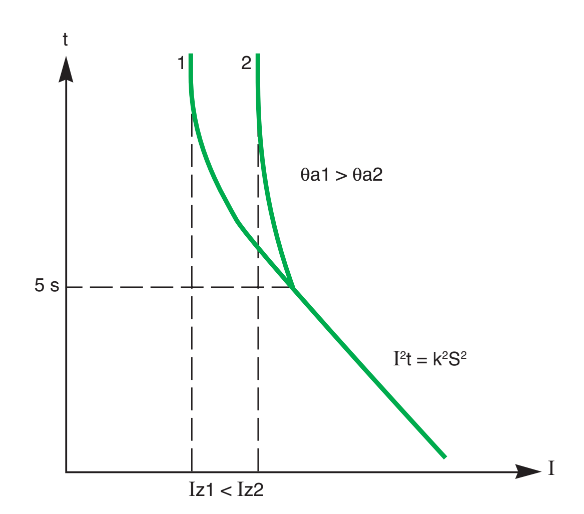


Fig. G5 : Caractéristiques I^2t d'un conducteur en fonction de la température ambiante

(1) Les deux désignations sont couramment employées dans les normes.

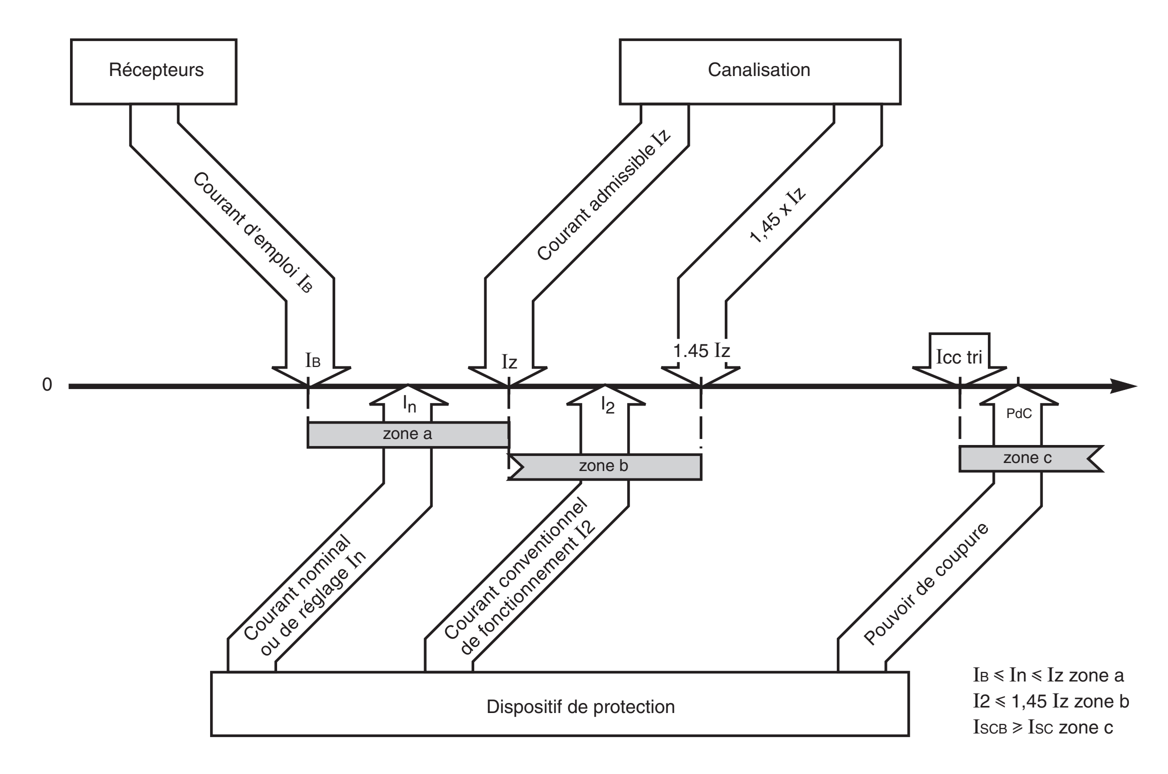


Fig. G6 : Courants du circuit nécessaires à la détermination du calibre de la protection (fusible ou disjoncteur) (selon NF C 15-100)

- son courant conventionnel de déclenchement I2 est inférieur à 1,45 x Iz , ce qui correspond à la zone b de la Figure G6.
- son pouvoir de coupure (PdC) est supérieur à l'intensité de court-circuit maximale triphasée (Icc tri) en son point d'installation, soit :

PdC ⩾ Icc tri, ce qui correspond à la zone c de la Figure G6.

Applications

Critère de choix d'un disjoncteur :
$I_B \leqslant I_n \leqslant I_z$ et PdC ⩾ ICC tri.

- Protection par disjoncteur

De par sa plus grande précision, le courant I2 est toujours inférieur à 1,45 In (ou 1,45 Ir) et la deuxième condition (zone b) est automatiquement respectée.

□ Cas particulier

Si le disjoncteur n'assure pas lui-même la protection contre les surcharges, il est nécessaire de s'assurer que le court-circuit le plus faible entraîne l'ouverture du dispositif de protection. Ce cas particulier est examiné au paragraphe 5.1.

Critère de choix d'un fusible :
$I_B \leqslant I_n \leqslant I_z/k_3$ et PdC ⩾ ICC tri.

- Protection par fusible

Au contraire, la condition I2 ⩽ 1.45 Iz est la plus contraignante, où I2 est le courant de fusion du fusible qui vaut k_2 fois In (k_2 va de 1,6 à 1,9 selon les fusibles). Le courant nominal In du fusible est déterminé par : I2 = k_2 x In

Un commentaire à la NF C 15-100 introduit le coefficient :
K3 = K2/1,45
et la condition :
I2 ⩽ 1,45 Iz est respectée si :
Pour les fusibles gl

In ⩽ 10 A	K3 = 1,31
10 A < In ⩽ 25 A	K3 = 1,21
In > 25 A	K3 = 1,10

Il faut d'autre part s'assurer que le pouvoir de coupure est supérieur à Icc tri.
PdC ⩾ Icc tri

■ Association de dispositifs de protection
L'utilisation d'un appareil de protection possédant un pouvoir de coupure inférieur au courant de court-circuit au point où il est installé est autorisée par la norme CEI 60364 et par la norme NF C 15-100 aux conditions suivantes :
□ il existe en amont un autre dispositif ayant au moins le pouvoir de coupure nécessaire,
□ l'énergie que laisse passer le dispositif placé en amont est inférieure à celle que peut supporter sans dommage l'appareil aval et les canalisations protégées par ces dispositifs.
Cette possibilité est mise en œuvre :
□ dans les associations disjoncteurs/fusibles,
□ dans la technique de filiation, qui utilise le fort pouvoir de limitation de certains disjoncteurs.
Les associations possibles, résultant d'essais réels effectués en laboratoire, sont données dans les catalogues des constructeurs (voir Chapitre H paragraphe 4.5).

Un appareil de protection doit, en général, être installé à l'origine de chaque dérivation.

1.4 Emplacement des protections

Règle générale (cf. **Fig. G7a**)

Un appareil de protection doit être installé à l'origine de chaque dérivation avec diminution de l'intensité admissible (changement de section, des conditions de pose, d'environnement).

Dérogation pour déplacement du dispositif de protection
(cf. **Fig. G7b**)

Le dispositif de protection peut être placé sur le parcours de la dérivation :
■ si AB n'est pas à proximité de matériau combustible,
■ et si aucune dérivation ni prise de courant n'est placée sur AB.

Trois cas pratiques :
■ soit (cas 1)
□ AB ⩽ 3 m et,
□ AB renforcé pour réduire au minimum les risques de court-circuit (pose sous conduit par exemple).
■ soit (cas 2)
□ le dispositif P1 en amont protège contre les courts-circuits la longueur AB conformément au paragraphe 5.1.
■ soit (cas 3)
□ la protection de surcharge (S) est incorporée ou placée à proximité du récepteur. Cette disposition peut être notamment utilisée pour les départs moteurs : le dispositif (S) constitue l'organe de commande et protection de surcharge du moteur ; le dispositif (CC) est : soit un fusible aM, soit un disjoncteur (spécial pour départ moteur).
□ la protection de court-circuit (CC) placée à l'origine de la dérivation assure cette protection jusqu'au récepteur conformément au paragraphe 5.1.

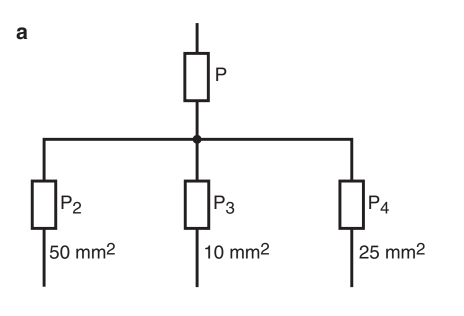
Dispense totale de dispositif de protection (cf. **Fig. G7c**)

■ Soit le dispositif de protection amont P1 est calibré pour protéger contre les surcharges et les courts-circuits, un câble de section S2.
■ Soit la coupure d'un circuit présente un risque important :
□ circuits d'excitation des machines tournantes,
□ induits des machines à courant alternatif,
□ alimentation d'électro-aimant de levage ou de manutention,
□ secondaire des transformateurs de courant.

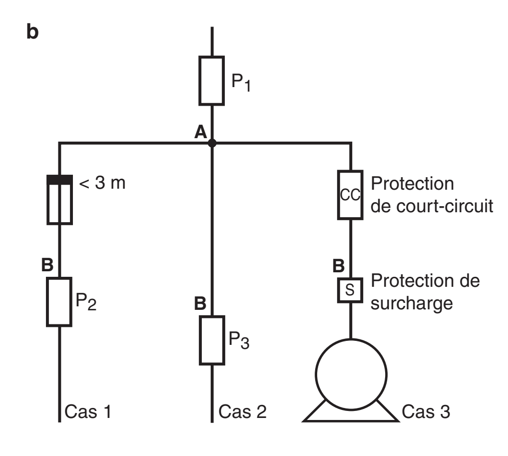
Nombre de conducteurs chargés dans un circuit

De manière générale le nombre de conducteurs chargés dans un circuit est de trois (cf. norme CEI 60364-5-52 § 523.6.1). En présence de taux en courant harmonique de rang 3 élevé (>15 %) sur le réseau, le conducteur neutre peut être considéré comme chargé et des facteurs de correction sont à appliquer aux canalisations. L'étude détaillée du dimensionnement des circuits en présence de courants harmoniques de rang 3 est réalisée :
■ au paragraphe 7.6 suivant la norme NF C 15-100.

a



b



c

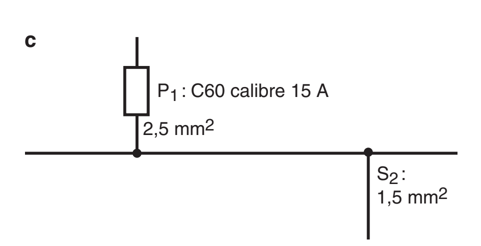


Fig. G7 : Emplacement des protections

1.5 Conducteurs en parallèle

Des conducteurs de même section, de même longueur et de même nature peuvent être connectés en parallèle.
Le courant maximum admissible Iz de chaque conducteur est obtenu à partir du courant d'emploi de la canalisation I_B en tenant compte des effets d'échauffement mutuel, de la symétrie, de la méthode d'installation, etc, soit :

$$Iz \geqslant \frac{I_B}{n \cdot f \cdot fs}$$ avec

n = nombre de câbles en parallèle,
f = effets d'échauffement,
fs = facteur de symétrie.

Note : le nombre de câbles en parallèle ne doit pas dépasser quatre. Au-delà, il y a lieu de préférer la mise en œuvre de canalisations préfabriquées.
La protection contre les courants de surcharge et de court-circuit est identique à celle à réaliser pour un circuit à un seul câble parcouru par la même intensité I_B.
Les précautions suivantes doivent être prises pour éviter le risque de court-circuit sur les câbles en parallèle :

- le renforcement de la protection mécanique et de celle contre l'humidité,
- le cheminement des câbles doit être tel que les câbles ne sont jamais à proximité de matériaux combustibles.

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

2.1 Généralités

La norme internationale de référence pour l’étude des canalisations est la norme CEI 60364-5¬52 : « Installations électriques des bâtiments – Partie 5-52 : Choix et mise en œuvre des matériels électriques – Canalisations »

Un résumé de cette norme est présenté ci-après, avec des exemples des méthodes de calcul des installations les plus couramment utilisées. Les courants admissibles des conducteurs sont donnés en annexe A de la norme. Une méthode simplifiée de l’utilisation des tableaux de l’annexe A est proposée dans l’annexe informative B de la norme.

2.2 **Méthode générale** suivant la norme CEI 60364 Partie 5-52

Mode de pose en fonction des différents types de câbles ou de canalisations

Les différents modes de pose possibles sont indiqués dans le tableau de la **Figure G8** en fonction des différents types de conducteurs ou de câbles.

Conducteurs et câbles		Mode de pose							
		Sans fixation	Fixation directe	Conduits	Goulottes (y compris plinthes et profilés au niveau du sol)	Conduits profilés	Echelles, Chemin de câbles, Tablettes, Corbeaux	Sur isolateurs	Câble porteur
Conducteurs nus		–	–	–	–	–	–	+	–
Conducteurs isolés		–	–	+	+	+	–	+	–
Câbles sous gaine (y compris câbles armés et conducteur à isolant minéral)	Multi-conducteur	+	+	+	+	+	+	0	+
	Mono-conducteur	0	+	+	+	+	+	0	+

+ Admis.

– Non admis.

0 Non applicable, ou non utilisé en pratique.

Fig. G8 : Choix des canalisations (tableau 52-1 de la norme CEI 60364-5-52)

Mode de pose en fonction des différentes situations

Différents modes de pose peuvent être mis en œuvre dans différentes situations.
Les combinaisons admises sont indiquées dans le tableau de la **Figure G9**.
Les nombres présents dans les cases sont des numéros de référence du mode de pose (voir le tableau de la **Figure G10** en page suivante).

Situations	Mode de pose							
	Sans fixation	Fixation directe	Conduits	Goulottes (y compris plinthes et profilés au niveau du sol)	Conduits profilés	Echelles, Chemin de câbles, Tablettes Corbeaux	Sur isolateurs	Câble porteur
Vide de construction	40, 46, 15, 16	0	15, 16, 41, 42	–	43	30, 31, 32, 33, 34	–	–
Caniveau	56	56	54, 55	0	44, 45	30, 31, 32, 33, 34	–	–
Enterré	72, 73	0	70, 71	–		70, 71	0	–
Encastré dans les structures	57, 58	3	1, 2, 59, 60	50, 51, 52, 53	44, 45	0	–	–
Apparent	–	20, 21	4, 5	6, 7, 8, 9, 12, 13, 14 22, 23	6, 7, 8, 9	30, 31, 32, 33, 34	36	–
Aérien	–	–	0	10, 11	–	30, 31, 32 33, 34	36	35
Immergé	80	80	0	–	0	0	–	–

– Non admis.
0 Non applicable, ou non utilisé en pratique.

Fig. G9 : Mise en œuvre des canalisations (d'après le tableau 52-2 de la norme CEI 60364-5-52)

Exemples de modes de pose de canalisations et leur méthode de référence

Le tableau de la **Figure G10** illustre quelques modes de pose des différentes types de canalisations parmi les nombreux modes qui existent.

Les modes de pose sont regroupés par référence (un code lettre de A à G) : pour les modes de pose qui ont les mêmes caractéristiques pour le calcul des courants admissibles des canalisations, la même méthode de calcul est utilisée.

Repère	Mode de pose	Description	Référence du mode de pose à utiliser pour les courants admissibles (méthode de référence)
1	Pièce	Conducteurs isolés ou câbles monoconducteurs dans des conduits encastrés dans une paroi thermiquement isolante	A1
2	Pièce	Câbles multiconducteurs dans des conduits encastrés dans une paroi thermiquement isolante	A2
4		Conducteurs isolés ou câbles monoconducteurs dans des conduits sur une paroi en bois ou en maçonnerie et espacés d'une distance inférieure à 0,3 fois le diamètre du conduit	B1
5		Câbles multiconducteurs dans des conduits sur une paroi en bois ou en maçonnerie et espacés d'une distance inférieure à 0,3 fois le diamètre du conduit	B2
20		Câbles mono ou multiconducteurs fixés sur une paroi en bois ou espacés de moins de 0,3 fois le diamètre du câble	C
30	⩾ 0,3 D_e ⩾ 0,3 D_e	Sur des chemins de câbles non perforés	C

Fig. G10 : Exemples de modes de pose (partie du tableau 52-3 de la norme CEI 60364-5-52) (suite sur la page suivante)

Repère	Mode de pose	Description	Référence du mode de pose à utiliser pour les courants admissibles (méthode de référence)
31	⩾0,3 D_e / ⩾0,3 D_e	Sur des chemins de câbles perforés	E ou F
36		Conducteurs nus ou isolés sur isolateurs	G
70		Câbles multiconducteurs dans des conduits enterrés profilés ou non profilés	D
71		Câbles monoconducteurs dans des conduits enterrés profilés ou non profilés	D

Fig. G10 suite : Exemples de modes de pose (partie du tableau 52-3 de la norme CEI 60364-5-52)

Température maximale de fonctionnement

Les courants admissibles indiqués dans les tableaux suivants ont été déterminés de telle sorte que la température maximale de l'isolant ne soit jamais dépassée pendant des périodes prolongées.

Pour différents matériaux isolants, la température maximale admissible est indiquée dans le tableau de la **Figure G11**.

Type d'isolant	Température limite °C
Polychlorure de vinyle (PVC)	70 au conducteur
Polyéthylène réticulé (PR) et éthylène-propylène (EPR)	90 au conducteur
Minéral (avec gaine en PVC ou nu et accessible)	70 à la gaine
Minéral (nu et inaccessible et non en contact avec des matériaux combustibles)	105 à la gaine

Fig. G11 : Température maximale de fonctionnement selon les types d'isolant (tableau 52-4 de la norme CEI 60364-5-52)

Facteurs de correction

Des facteurs de correction ont été définis pour prendre en compte les conditions spéciales d'installation ou d'environnement.
La section des câbles est déterminée en utilisant le courant d'emploi I_B divisé par différents facteurs de correction, k_1, k_2, ... :

$$I'_B = \frac{I_B}{k_1.k_2...}$$

I'_B est le courant d'emploi corrigé à comparer au courant admissible de la canalisation.

■ Température ambiante

Le courant admissible des câbles dans l'air est défini pour une température moyenne de l'air égal à 30 °C. Pour les autres températures, les facteurs de correction sont indiqués dans le tableau de la **Figure G12** pour des isolants en PVC, en EPR ou en XLPE (polyéthylène réticulé).

Ce facteur de correction est désigné par k_1.

Température ambiante °C	Isolation	
	PVC	XLPE et EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	-	0,65
70	-	0,58
75	-	0,50
80	-	0,41

Fig. G12 : Valeurs du facteur de correction k_1 pour des températures ambiantes différentes de 30 °C à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour des câbles à l'air libre (à partir du tableau A 52-14 de la norme CEI 60364-5-52)

Le courant admissible des câbles enterrés est défini pour une température dans le sol de 20 °C. Pour les autres températures, les facteurs de correction sont indiqués dans le tableau de la **Figure G13** pour des isolants en PVC, en EPR ou en XLPE.

Ce facteur de correction est désigné par k_2.

Température du sol °C	Isolation	
	PVC	XLPE et EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Fig. G13 : Valeurs du facteur de correction k_2 pour des températures ambiantes du sol différentes de 20 °C à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour des câbles dans des conduits enterrés (à partir du tableau A 52-15 de la norme CEI 60364-5-52)

■ Résistivité thermique du sol

Le courant admissible dans des câbles enterrés est basé sur une résistivité thermique du sol égale à 2,5 K.m/W. Pour des valeurs différentes, les facteurs de correction sont indiqués dans le tableau de la **Figure G14**.

Ce facteur de correction est désigné par k_3.

Résistivité thermique, K.m/W	1	1,5	2	2,5	3
k_3	1,18	1,1	1,05	1	0,96

Fig. G14 : Valeurs du facteur de correction k_3 pour des câbles dans des conduits dans des sols de résistivité différente de 2,5 K.m/W à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour la méthode de référence D (à partir du tableau A52-16 de la norme CEI 60364-5-52)

Par expérience, une relation peut être établie entre la nature du sol et sa résistivité. De ce fait, des valeurs empiriques du facteur de correction k_3 sont proposées dans le tableau de la **Figure G15** dépendant de la nature du sol.

Nature du sol	k_3
Sol extrêmement mouillé (saturé)	1,21
Sol mouillé	1,13
Sol humide	1,05
Sol sec	1,00
Sol très sec	0,86

Fig. G15 : Valeurs du facteur de correction k_3 suivant la nature du sol

■ Groupement de conducteurs et de câbles

Les courants admissibles indiqués dans le tableau de la **Figure G20** sont relatifs à un circuit simple constitué des conducteurs chargés suivants :

□ deux conducteurs isolés ou deux câbles monoconducteurs, ou un câble à deux conducteurs (pour des circuits monophasés),

□ trois conducteurs isolés ou trois câbles monoconducteurs, ou un câble à trois conducteurs (pour les circuits triphasés).

Si davantage de conducteurs isolés ou de câbles sont installés dans un même groupement, un facteur de réduction pour groupement doit être appliqué. Ce facteur de correction est désigné par k_4.

Des exemples sont indiqués dans les tableaux des **Figures G16 à G18** pour différentes configurations (modes de pose, en aérien ou enterrées).

Le tableau de la Figure G16 présente les valeurs du facteur de correction k_4 pour différentes configurations de câbles ou conducteurs non enterrés, pour des groupements de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs.

Disposition des câbles jointifs	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs												Méthodes de référence
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
Groupés dans l'air sur une surface, noyés ou enfermés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	Méthode de A à F
Simple couche sur paroi, plancher ou tablette non perforée	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de neuf circuits ou câbles multiconducteurs			Méthode C
Simple couche fixée sous plafond en bois	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
Simple couche sur tablette perforée horizontale ou verticale	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				Méthode E et F
Simple couche sur échelle, corbeau, etc	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fig. G16 : Valeurs du facteur de correction k_4 pour le groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs (tableau A 52-17 de la CEI 60364-5-52)

Le tableau de la **Figure G17** présente les valeurs du facteur de correction k_4, pour différentes configurations de câbles ou conducteurs non enterrés, pour des groupements de plusieurs câbles monoconducteurs posés à l'air libre.

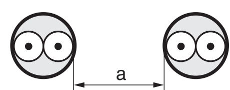
Mode de pose			Nombre de tablettes	Nombre de circuits triphasés			A utiliser pour
				1	2	3	
Tablettes perforées	31	Jointifs, ≥ 20 mm	1 2 3	0,98 0,96 0,95	0,91 0,87 0,85	0,87 0,81 0,78	Trois câbles en nappe horizontale
Tablettes verticales perforées	31	Jointifs, ≥ 225 mm	1 2	0,96 0,95	0,86 0,84		Trois câbles en nappe verticale
Echelles à câbles, corbeaux, etc.	32 33 34	Jointifs, ≥ 20 mm	1 2 3	1,00 0,98 0,97	0,97 0,93 0,90	0,96 0,8 0,86	Trois câbles en nappe horizontale
Tablettes perforées	31	≥ 2 D_e, D_e, ≥ 20 mm	1 2 3	1,00 0,97 0,96	0,98 0,93 0,92	0,96 0,89 0,86	Trois câbles en trèfle
Tablettes verticales perforées	31	Non jointifs, D_e, ≥ 225 mm, ≥ 2 D_e	1 2	1,00 1,00	0,91 0,90	0,89 0,86	
Echelle à câbles corbeaux, etc.	32 33 34	≥ 2 D_e, D_e, ≥ 20 mm	1 2 3	1,00 0,97 0,96	1,00 0,95 0,94	1,00 0,93 0,90	

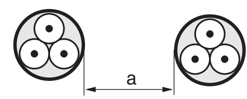
Fig. G17 : Valeurs du facteur de correction k_4 pour le groupement de plusieurs câbles multiconducteurs à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour câbles monoconducteurs posés à l'air libre – Mode de pose F (à partir du tableau A 52.21 de la norme CEI 60364-5-52)

Le tableau de la **Figure G18** présente les valeurs du facteur de correction k_4, pour différentes configurations de câbles ou conducteurs directement enterrés dans le sol.

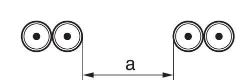
Nombre de circuits	Distance entre câbles a[1]				
	Nulle (câbles jointifs)	Un diamètre de câble	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

(1) Câbles multiconducteurs





(1) Câbles monoconducteurs



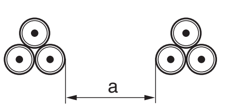


Fig. G18 : Valeurs du facteur de correction k_4 pour le groupement de plusieurs circuits, câbles directement enterrés – Mode de pose D (à partir du tableau 52-18 de la norme CEI 60364-5-52)

- Courant Harmonique

Le courant admissible d'un circuit triphasé à quatre ou cinq conducteurs est basé sur l'hypothèse que seulement trois conducteurs sont pleinement chargés (voir paragraphe 7.5). Toutefois, lorsque des courants harmoniques sont en circulation, le courant de neutre peut être significatif, voire supérieur à celui des phases. Cela est dû au fait que les courants harmoniques de rang 3 des phases ne s'annulent pas les uns les autres, mais s'ajoutent dans le conducteur neutre. Ceci affecte évidemment la capacité de transport de courant du câble, un facteur de correction k_5 doit alors être appliqué.

Le tableau de la **Figure G19** présente les valeurs du facteur de correction k_5 en fonction des courants harmoniques de rang 3.

Harmonique trois dans le courant de phase %	Facteur de réduction	
	Choix basé sur le courant de phase	Choix basé sur le courant de neutre
0 - 15	1,0	
15 - 33	0,86	
33 - 45		0,86
> 45		1,0

Fig. G19 : Valeurs du facteur de réduction k_5 pour les courants harmoniques dans les câbles à quatre et cinq conducteurs (à partir du tableau D 52-1 de la norme CEI 60364-5-52)

Courant admissible en fonction de la section des conducteurs

La norme CEI 60364-5-52 présente les informations sous forme de tableau et précise la valeur des courants admissibles des canalisations en fonction de la section des conducteurs. De nombreux paramètres sont pris en compte, tels que le mode de pose, le type d'isolant, la nature des conducteurs, le nombre de conducteurs chargés.

A titre d'exemple, le tableau de la **Figure G20** présente les valeurs de courant admissible dans une canalisation constituée de câbles isolés au PVC de trois conducteurs en cuivre ou en aluminium chargés en fonction de leur section et pour différents modes de poses dans l'air ou enterrés.

Section nominale des conducteurs (mm²)	Mode de pose					
	A1	A2	B1	B2	C	D
1	2	3	4	5	6	7
Cuivre						
1,5	13,5	13	15,5	15	17,5	18
2,5	18	17,5	21	20	24	24
4	24	23	28	27	32	31
6	31	29	36	34	41	39
10	42	39	50	46	57	52
16	56	52	68	62	76	67
25	73	68	89	80	96	86
35	89	83	110	99	119	103
50	108	99	134	118	144	122
70	136	125	171	149	184	151
95	164	150	207	179	223	179
120	188	172	239	206	259	203
150	216	196	-	-	299	230
185	245	223	-	-	341	258
240	286	261	-	-	403	297
300	328	298	-	-	464	336
Aluminium						
2,5	14	13,5	16,5	15,5	18,5	18,5
4	18,5	17,5	22	21	25	24
6	24	23	28	27	32	30
10	32	31	39	36	44	40
16	43	41	53	48	59	52
25	57	53	70	62	73	66
35	70	65	86	77	90	80
50	84	78	104	92	110	94
70	107	98	133	116	140	117
95	129	118	161	139	170	138
120	149	135	186	160	197	157
150	170	155	-	-	227	178
185	194	176	-	-	259	200
240	227	207	-	-	305	230
300	261	237	-	-	351	260

Fig. G20 : Courants admissibles, en ampères, pour différents modes de pose – et pour différentes sections de câbles isolés au PVC, trois conducteurs chargés, cuivre ou aluminium.
Avec comme paramètres de température, température de l'âme : 70 °C, température ambiante : 30 °C dans l'air, 20 °C dans le sol (à partir du tableau 52-18 de la norme CEI 60364-5-52)

2.3 Approche simplifiée du choix des canalisations

Afin de faciliter le choix des canalisations, deux tableaux simplifiés sont proposés pour des câbles non enterrés et enterrés.
Ces tableaux synthétisent les configurations les souvent utilisées et donnent un accès plus facile aux informations.

- Câbles non enterrés :

Mode de pose	Nombre de conducteurs chargés et nature d'isolation											
A1		2 PVC	3 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
A2	3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE							
B1				3 PVC	2 PVC		3 XLPE		2 XLPE			
B2			3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE					
C					3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE		
E						3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
F							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
Section (mm²) cuivre												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679
Aluminium												
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	-
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	-
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	-
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	-
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	-
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	-	-	-	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	-	-	-	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	-	-	-	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	-	-	-	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	-	-	-	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150	-	-	-	-	226	245	261	283	304	324	346	389
185	-	-	-	-	256	280	298	323	347	371	397	447
240	-	-	-	-	300	330	352	382	409	439	470	530

Fig. G21a : Intensités admissibles en ampères (à partir du tableau B.52-1 de la norme CEI 60364-5-52)

Le tableau de la **Figure G21b** présente les valeurs du facteur de correction pour le groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs :

Disposition	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs								
	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Noyés ou enfermés	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
Simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
Simple couche au plafond	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
Simple couche sur des tablettes perforées horizontales ou verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Fig. G21b : Valeurs du facteur de correction pour le groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs (à partir du tableau B.52-3 de la norme CEI 60364-5-52)

- Câbles enterrés :

Section mm²	Nombre de conducteurs chargés et type d'isolation			
	PVC 2	PVC 3	XLPE 2	XLPE 3
Cuivre				
1,5	22	18	26	22
2,5	29	24	34	29
4	38	31	44	37
6	47	39	56	46
10	63	52	73	61
16	81	67	95	79
25	104	86	121	101
35	125	103	146	122
50	148	122	173	144
70	183	151	213	178
95	216	179	252	211
120	246	203	287	240
150	278	230	324	271
185	312	258	363	304
240	361	297	419	351
300	408	336	474	396
Aluminium				
2,5	22	18.5	26	22
4	29	24	34	29
6	36	30	42	36
10	48	40	56	47
16	62	52	73	61
25	80	66	93	78
35	96	80	112	94
50	113	94	132	112
70	140	117	163	138
95	166	138	193	164
120	189	157	220	186
150	213	178	249	210
185	240	200	279	236
240	277	230	322	272
300	313	260	364	308

Fig. G22 : Courants admissibles, en ampères (à partir du tableau B.52-1 de la norme CEI 60364-5-52) pour des câbles enterrés (mode de pose D)

2.4 Canalisations préfabriquées

Le choix des canalisations préfabriquées est très simple, en utilisant les tableaux de données fournis par les constructeurs. Cependant pour cette technologie, mode de pose, nature de l'isolant et facteurs de correction pour groupement, ne sont pas des paramètres pertinents.
Aussi, la section d'une canalisation quel que soit son type, est déterminée par le constructeur à partir :
- du courant nominal,
- d'une température de l'air ambiant égale à 35 °C,
- de trois conducteurs chargés.

Courant nominal

Le courant nominal peut être calculé en tenant compte :
- de la configuration de la canalisation,
- du courant absorbé par toutes les différentes charges connectées à la canalisation.

Température de l'air ambiant

Un facteur de correction doit être appliqué pour une température d'air ambiant supérieure à 35 °C. La **Figure G23a** présente les valeurs du facteur de correction applicable à des gammes de canalisations de moyenne ou forte puissance (jusqu'à 4000 A).

°C	35	40	45	50	55
Facteur de correction	1	0,97	0,93	0,90	0,86

Fig. G23a : Facteur de correction pour une température d'air ambiant supérieure à 35 °C

Courant dans le conducteur neutre

Comme expliqué précédemment pour les câbles, la présence de courants harmoniques de rang 3 surcharge les conducteurs et particulièrement le neutre. Ce phénomène doit aussi être considéré dans les canalisations préfabriquées.
La **Figure G23b** représente les courants maximaux phase et neutre admissibles (par unité) dans une canalisation préfabriquée de forte puissance en fonction du niveau d'harmonique de rang 3.

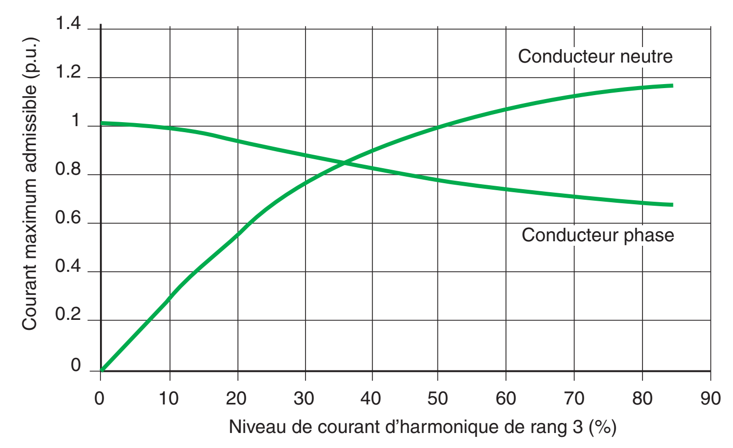


Fig. G23b : Courants maximaux admissibles (p.u.) dans une canalisation préfabriquée en fonction du niveau de courant harmonique de rang 3

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

L'installation des canalisations préfabriquées dépend de la position des charges (machines, radiateurs,...), de l'emplacement de la source d'alimentation et de leur fixation, en général :

- une seule ligne de distribution dessert une surface de 4 à 6 m^2,
- les dispositifs de protection sont installés dans les prises raccordées directement aux points d'utilisation,
- un seul départ peut alimenter des charges de différentes puissances.

Une fois l'installation des canalisations préfabriquées définie, il est possible de calculer le courant I_n absorbé sur la ligne de distribution.

Le courant I_n est égal à la somme des courants absorbés I_B par chacune des charges :

$I_n = \Sigma I_B$

Dans la distribution électrique il est possible d'utiliser un coefficient de simultanéité k_S d'où $I_n = \Sigma (I_B . k_S)$ car les charges ne fonctionnent pas toutes en même temps et ne sont pas en permanence à pleine puissance.

Application	Nombre de consommateurs de courant	Coefficient Ks
Eclairage , chauffage		1
Distribution (atelier)	2...3 4...5 6...9 10...40 40 et plus	0,9 0,8 0,7 0,6 0,5

Nota : Pour des installations industrielles, ne pas oublier les extensions des équipements de base. Pour un tableau, une marge de 20 % est recommandée :
$I_B \leqslant I_{Bo} \times k_s \times 1,2$.

Fig G24 : Coefficient k_s de simultanéité suivant le nombre de consommateurs de courant

3 Détermination de la chute de tension

La norme CEI 60364-5-52 ne définit pas de règles : le paragraphe 525 est à l'étude. Elle indique seulement dans une note :
- une chute de tension < 4 % recommandée en l'absence d'informations,
- la nécessité de faire attention à des régimes transitoires tels que le démarrage de moteurs.

Les recommandations et les calculs indiqués dans ce sous chapitre sont conformes à la norme NF C 15-100.

L'impédance d'une canalisation est faible mais non nulle : lorsqu'elle est traversée par le courant d'emploi, il y a chute de tension entre son origine et son extrémité. Or le bon fonctionnement d'un récepteur (moteur, éclairage) est conditionné par la valeur de la tension à ses bornes. Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des canalisations d'alimentation.

Cette section permet de déterminer les chutes de tension en ligne afin de vérifier qu'elles soient :
- conformes aux normes et réglements en vigueur,
- acceptables par le récepteur,
- adaptées aux impératifs d'exploitation.

3.1 Limite maximale de la chute de tension

La limite maximale de la chute de tension varie d'un pays à un autre. Les valeurs typiques pour des installations BT sont données dans le tableau de la **Figure G25**. La norme NF C 15-100 impose que la chute de tension entre l'origine de l'installation BT et tout point d'utilisation n'excède pas les valeurs de ce même tableau.

Type d'installations	Eclairage	Autres usages (force motrice)
Alimentation par le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par poste privé MT/BT	6%	8%

Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, ces chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre de canalisation au-delà de 100 m, sans toutefois que ce supplément soit supérieur à 0,5 %.

Fig. G25 : Limite maximale de la chute de tension

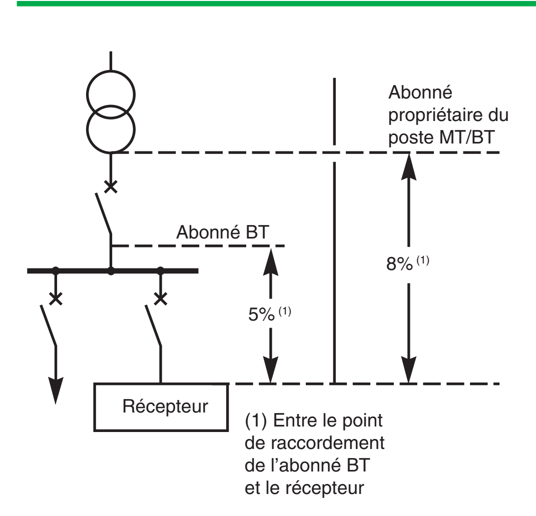


Fig. G26 : Limite maximale de la chute de tension (d'après tableau 52 W de la NF C 15-100)

Cette chute de tension s'entend en service normal (en dehors des appels de courant au démarrage des moteurs par exemple) et lorsque les appareils susceptibles de fonctionner simultanément sont alimentés (voir chapitre A paragraphe 4.4 "facteur de simultanéité").

Lorsque la chute de tension est supérieure aux valeurs du tableau de la Figure G25, il sera nécessaire d'augmenter la section de certains circuits jusqu'à ce que l'on arrive à des valeurs inférieures à ces limites.

Circuits alimentant des moteurs

Lorsque l'installation alimente des moteurs, la chute de tension due aux courants de démarrage de ces moteurs doit être compatible avec les conditions de démarrage (voir Chapitre N paragraphe 3.2).

La chute de tension est alors calculée en remplaçant dans le calcul du courant d'emploi I_B (voir paragraphe 1.1), le courant In déduit de la puissance des moteurs par le courant de démarrage.

En l'absence d'indications précises, le courant de démarrage peut être pris égal à 6 In et la chute de tension, en tenant compte de tous les moteurs pouvant démarrer simultanément, ne doit pas être supérieure à 15 %.

De plus, la puissance appelée pendant le démarrage des moteurs ne doit pas être supérieure à la puissance de la ou des sources ; sinon il y a lieu de tenir compte de la chute de tension interne de la source (cf. **Fig. G26**).

3.2 Calcul de la chute de tension en ligne en régime permanent

Calcul par les formules

La **Figure G27** ci-après donne les formules usuelles qui permettent de calculer la chute de tension dans un circuit donné par km de longueur.

Si :

- I_B : courant d'emploi en ampère
- L : longueur du câble en km
- R : résistance linéique d'un conducteur en Ω/km
- S : section en mm²

$$R = \frac{22{,}5\ \Omega.mm^2/km}{S} \text{ pour le cuivre}$$

$$R = \frac{36\ \Omega.mm^2/km}{S} \text{ pour l'aluminium}$$

Nota : R est négligeable au-delà d'une section de 500 mm²

- réactance linéique d'un conducteur en Ω/km ; X est négligeable pour les câbles de section inférieure à 50 mm². En l'absence d'autre indication on prendra X = 0,08 Ω/km.
- φ : déphasage du courant sur la tension dans le circuit considéré ; généralement :
  - éclairage : cos φ = 1
  - force motrice :
    - en démarrage : cos φ = 0,35
    - en service normal : cos φ = 0,8
- Un : tension nominale entre phases
- Vn : tension nominale entre phase et neutre

Pour les canalisations préfabriquées, la résistance R et la réactance X sont indiquées par le constructeur.

Circuit	Chute de tension (ΔU) en volts	en %
Monophasé : deux phases	$\Delta U = 2 I_B (R \cos\varphi + X \sin\varphi)\, L$	$\frac{100\ \Delta U}{Un}$
Monophasé : phase et neutre	$\Delta U = 2 I_B (R \cos\varphi + X \sin\varphi)\, L$	$\frac{100\ \Delta U}{Vn}$
Triphasé équilibré : trois phases (avec ou sans neutre)	$\Delta U = \sqrt{3}\, I_B (R \cos\varphi + X \sin\varphi)\, L$	$\frac{100\ \Delta U}{Un}$

Fig. G27 : Formules de calcul de la chute de tension

Tableau simplifié

Plus simplement, la **Figure G28** ci-après donne, avec une bonne approximation, la chute de tension par km de câble pour un courant de 1 A en fonction :

- du type d'utilisation : force motrice avec cos φ voisin de 0,93 ou éclairage avec cos φ voisin de 1,
- du type de câble monophasé ou triphasé.

La chute de tension dans un circuit s'écrit alors :

ΔU (volts) = K x I_B x L

K donné par le tableau,

I_B courant d'emploi en ampères,

L longueur du câble en km.

La colonne "force motrice cos φ = 0,35" de la Figure G28 permet si nécessaire de faire un calcul de la chute de tension lors d'un démarrage de moteur (voir exemple 1 page suivante).

Section en mm²		Circuit monophasé			Circuit triphasé équilibré		
		Force motrice		Eclairage	Force motrice		Eclairage
		Service normal	Démarrage		Service normal	Démarrage	
Cu	Al	cos φ = 0,8	cos φ = 0,35	cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,35	cos φ = 1
1,5		24	10,6	30	20	9,4	25
2,5		14,4	6,4	18	12	5,7	15
4		9,1	4,1	11,2	8	3,6	9,5
6	10	6,1	2,9	7,5	5,3	2,5	6,2
10	16	3,7	1,7	4,5	3,2	1,5	3,6
16	25	2,36	1,15	2,8	2,05	1	2,4
25	35	1,5	0,75	1,8	1,3	0,65	1,5
35	50	1,15	0,6	1,29	1	0,52	1,1
50	70	0,86	0,47	0,95	0,75	0,41	0,77
70	120	0,64	0,37	0,64	0,56	0,32	0,55
95	150	0,48	0,30	0,47	0,42	0,26	0,4
120	185	0,39	0,26	0,37	0,34	0,23	0,31
150	240	0,33	0,24	0,30	0,29	0,21	0,27
185	300	0,29	0,22	0,24	0,25	0,19	0,2
240	400	0,24	0,2	0,19	0,21	0,17	0,16
300	500	0,21	0,19	0,15	0,18	0,16	0,13

Fig. G28 : Chute de tension ΔU en volts par ampère et par km dans un circuit

Exemples

Exemple 1 (cf. **Fig. G29**)

Un câble triphasé cuivre de 35 mm², 50 m alimente un moteur 400 V consommant :

- 100 A sous cos φ = 0,8 en régime permanent,
- 500 A (5 In) sous cos φ = 0,35 au démarrage.

La chute de tension à l'origine de la ligne est en régime normal (consommation totale distribuée par le tableau : 1000 A) de 10 V entre phases.

Quelle est la chute de tension aux bornes du moteur :

- en service normal ?
- au démarrage ?

Solution :

- chute de tension en régime normal :

$$\Delta U\% = 100\frac{\Delta U}{Un}$$

Le tableau G28 indique 1 V/A.km :

ΔU câble = 1 x 100 x 0,05 = 5 V

ΔU total = 10 + 5 = 15 V

soit : $\frac{15}{400} \times 100 = 3{,}75\%$

valeur inférieure au maximum autorisé par la norme (8 %).

- chute de tension au démarrage :

ΔU câble = 0.52 x 500 x 0.05 = 13 V

La chute de tension au niveau du tableau de distribution est supérieure à 10 V du fait du courant de démarrage du moteur. En supposant que le courant dans la ligne d'alimentation du tableau est pendant le démarrage du moteur de : 900 + 500 = 1400 A, la chute de tension au niveau du tableau vaudra

ΔU tableau = $10 \times \frac{1400}{1000} = 14$ V

ΔU total = 13 + 14+ = 27 V

soit $\frac{27 \text{ V}}{400 \text{ V}} = 6{,}75$ %

ce qui est tout à fait acceptable pendant un démarrage.

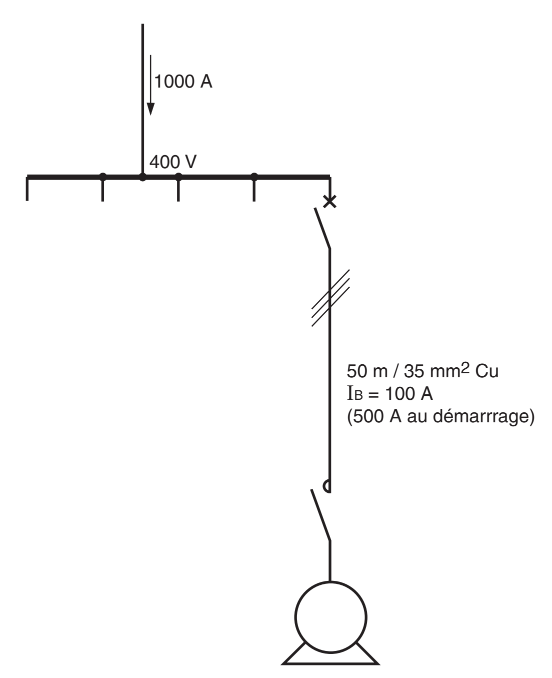


Fig. G29 : Exemple 1

3 Détermination de la chute de tension

Exemple 2 (cf. **Fig. G30**)

Soit une ligne (triphasée avec neutre) de 50 m, de section 70 mm^2, et parcourue par 150 A. Elle alimente, entre autres, 3 circuits "lumière" monophasés (de 20 m en 2,5 mm^2) parcourus chacun par 20 A en régime normal.
On suppose que la ligne triphasée est équilibrée et que les départs sont raccordés au même point.

Quelle est la chute de tension à l'extrémité des lignes d'éclairage ?

Solution :

■ chute de tension dans la ligne :

$$\Delta U\% = 100 \frac{\Delta U}{Un}$$

La Figure G28 indique 0,55 V/A/km

ΔU câble = 0.55 x 150 x 0,05 = 4.125 V entre phases

soit $\frac{4,125\ V}{\sqrt{3}}$ = 2,38 V entre phases et neutre.

■ chute de tension dans un quelconque des câbles mono :

ΔU câble mono = 18 x 20 x 0,02 = 7,2 V

La chute de tension totale est donc de

7,2 + 2,38 = 9,6 V

$\frac{4,6\ V}{230\ V}$ = 4,2 %

valeur inférieure au maximum autorisé par la norme (6 %).

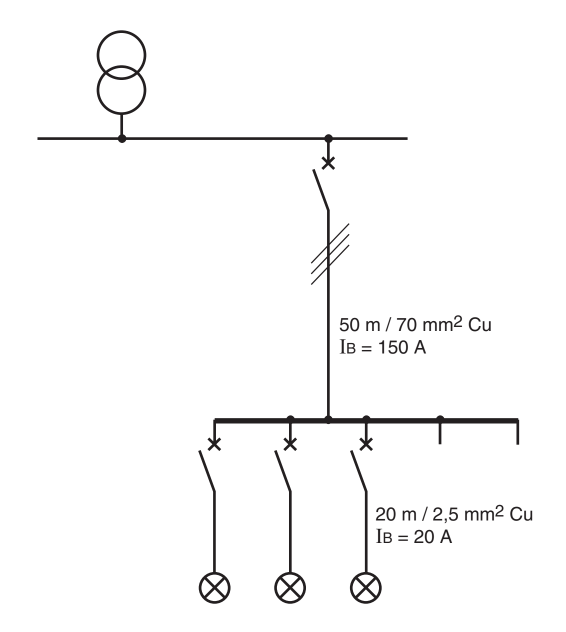


Fig. G30 : Exemple 2

4 Courant de court-circuit

La connaissance des intensités de court-circuit (Icc) aux différents points d'une installation est indispensable pour sa conception.

La connaissance des intensités de court-circuit (Icc) aux différents points d'une installation est indispensable pour la conception d'un réseau.

- Le calcul du courant de court-circuit triphasé maximal est utilisé pour :
  - la vérification du pouvoir de coupure du dispositif de protection,
  - la vérification des contraintes thermiques des conducteurs lorsque le dispositif de protection est un disjoncteur.
- Le calcul du courant de court-circuit triphasé minimal (voir paragraphe 5) est utilisé pour :
  - la vérification du seuil de déclenchement en cas de court-circuit lorsque le dispositif de protection est un disjoncteur,
  - la vérification des contraintes thermiques des conducteurs lorsque le dispositif de protection est un fusible.
- Le calcul du courant de court-circuit phase-terre minimal (en schéma TN et IT) est utilisé pour la vérification de la protection des personnes (voir paragraphe 5).

Note : les facteurs influençant le calcul de la valeur du courant court-circuit pour un circuit donné sont :

- la résistivité ρ du conducteur en fonction de la température (voir tableau de la **Figure G35a**),
- le seuil de déclenchement de la protection.

Les courants de court-circuit pouvant apparaître sur un réseau alimenté par un générateur ou sur un réseau à courant continu sont traités dans le chapitre N.

Les recommandations et les calculs indiqués dans ce sous chapitre sont conformes à la norme NF C 15-100.

Les règles pratiques et calculs simplifiés ci-après sont une approximation suffisante pour le calcul de l'Icc dans la grande majorité des cas.

4.1 Courant de court-circuit triphasé au secondaire d'un transformateur MT/BT

Cas d'un seul transformateur

- En première approximation (on suppose que le réseau amont a une puissance infinie), on peut écrire : $Icc = \dfrac{In \times 100}{Ucc}$ avec $In = \dfrac{P \times 10^3}{U_{20}\sqrt{3}}$ et

P = puissance du transformateur en kVA,
U_{20} = tension phase-phase secondaire à vide en volts,
In = intensité nominale en ampères,
Icc = intensité du courant de court-circuit en ampères,
Ucc = tension de court-circuit en %.

Le tableau de la **Figure G31** indique les valeurs typiques de Ucc.

Puissance du transformateur (kVA)	Ucc en %	
	Type immergé dans un diélectrique liquide	Type sec enrobé
50 à 750	4	6
800 à 3200	6	6

Fig. G31 : Valeurs typiques de Ucc pour différentes puissances de transformateur (kVA) à enroulement primaire ⩽ 20 kV

- **Exemple**

Transformateur de 400 kVA 420 V à vide
Ucc = 4%

$In = \dfrac{400 \times 10^3}{420 \times \sqrt{3}} = 550\ A \qquad Icc = \dfrac{550 \times 100}{4} = 13,7\ kA$

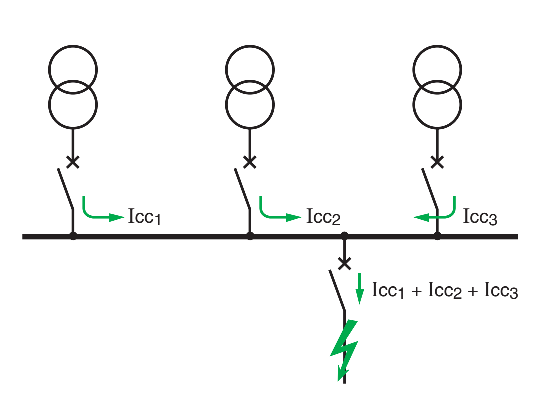


Fig. G32 : Cas de plusieurs transformateurs en parallèle

Cas de plusieurs transformateurs en parallèle sur un jeu de barres

La valeur du courant de court-circuit apparaissant sur un départ juste en aval du jeu de barres (cf. **Fig. G32**) peut être estimée à la somme des Icc des transformateurs en parallèle.

Il est supposé que tous les transformateurs sont alimentés par le même réseau MT, dans ce cas la somme des intensités obtenues à partir des valeurs d'Ucc du tableau de la Figure G31 est légèrement supérieure à la valeur du courant de court-circuit réel.

Bien que d'autres facteurs n'aient pas été pris en compte tels que les impédances du jeu de barres et des disjoncteurs, cette valeur de courant de court-circuit est cependant suffisamment précise pour des estimations de base dans un calcul d'installation. Le choix des disjoncteurs et de leur déclencheur est décrit dans le chapitre H paragraphe 4.4.

4.2 Courant de court-circuit triphasé en tout point d'une installation BT

Dans une installation triphasée, Icc tri en un point du réseau est donnée par la formule :

$$Icc = \frac{U_{20}}{\sqrt{3} Z_T} \text{ (en A)}$$

U_{20} = tension entre phases à vide au secondaire d'un transformateur HT/BT (en V),
Z_T = impédance totale par phase du réseau en amont du défaut (en Ω).

Méthode de calcul de Z_T

Chaque constituant d'un réseau (réseau HT, transformateur, câble, disjoncteur, barres...) se caractérise par une impédance Z composée d'un élément résistant (R) et d'un élément inductif (X) appelé réactance. Il faut noter que les réactances capacitives sont négligeables pour le calcul du courant de court-circuit.

X, R et Z s'expriment en ohms, et sont représentés par les cotés d'un triangle rectangle comme le montre le diagramme des impédances de la **Figure G33**.

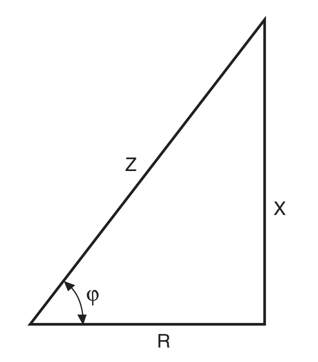


Fig. G33 : Triangle des impédances

La méthode consiste à décomposer le réseau en tronçons et à calculer, pour chacun d'eux les R et X.

■ Si les constituants d'un réseau sont raccordés en série dans le réseau, tous les éléments résistifs de chaque constituant s'additionnent arithmétiquement, et de même pour les réactances, pour donner R_t et X_t. L'impédance (Z_t) de tous les constituants du réseau connectés ensemble est donnée par :

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}$$

■ Si deux constituants du réseau, tous les deux de type résistance ou de type réactance, sont raccordés en parallèle : ils peuvent être remplacés par un constituant équivalent unique soit une résistance soit une inductance ayant pour impédance :

□ résistance R1 en parallèle avec R2 :

$$R_3 = \frac{R_1 \times R_2}{R_1 + R_2}$$

□ réactance X1 en parallèle avec X2 :

$$X_3 = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2}$$

Il faut noter que le calcul de X3 ne concerne que le cas de circuits séparés sans inductance mutuelle. Si les réactances en parallèle sont proches l'une de l'autre, la valeur de X3 sera notablement plus élevée.

Détermination des impédances d'un réseau

Réseau amont d'un transformateur MT/BT (cf. **Fig. G34**)
Le courant de court-circuit triphasé (en kA) du réseau amont est indiqué en puissance de court-circuit Pcc (en MVA)(1) par le distributeur d'énergie. De cette valeur est déduite l'impédance équivalente Zs du réseau amont.
La formule à utiliser pour transformer l'impédance MT en impédance équivalente BT est :

$$Zs = \frac{U_0^2}{Pcc}$$

avec
Zs = impédance triphasée du réseau amont exprimée en milliohm,
Uo = tension BT phase-phase à vide en volt,
Pcc = puissance de court-circuit triphasée du réseau amont exprimée en kVA.

Pcc	Uo (V)	Ra (mΩ)	Xa (mΩ)
250 MVA	420	0,07	0,7
500 MVA	420	0,035	0,351

Fig. G34 : Impédance du réseau MT rapportée au secondaire BT du transformateur MT/BT

(1) jusqu'à 36 kV

La résistance Ra peut être considérée comme négligeable devant la réactance Xa (qui peut donc être confondue avec Za).

Si un calcul exact est nécessaire on peut prendre, Xa = 0,995 Za et Ra = 0,1 Xa.

Le tableau de la Figure G34 donne les valeurs de Ra et de Xa pour des puissances de court-circuit les plus fréquentes (250 et 500 MVA).

Transformateurs (cf. **Fig. G35**)

■ Impédance Ztr

L'impédance Ztr d'un transformateur, vue au secondaire, est donnée par la relation :

$$Ztr = \frac{U_{20}^2}{Pn} x \frac{Ucc}{100}$$

avec :

U_{20} = tension entre phases, à vide au secondaire

Pn = puissance du transformateur (en kVA)

Ucc = tension de court-circuit en %

■ Résistance Rtr

La valeur de la résistance Rtr des enroulements du transformateur peut être déduite des pertes totales comme suit :

$$Pcu = 3In^2 \text{ x Rtr donc } Rtr = \frac{Pcu \text{ x } 10^3}{3In^2} \text{ en m}\Omega$$

avec

Pcu = pertes totales en watt,

In = courant nominal en ampère,

Rtr = résistance par phase du transformateur en milliohm (Rtr représente la résistance équivalente des enroulements primaire MT et secondaire BT par phase).

Il ressort que Rtr a une valeur négligeable devant la valeur de Ztr pour un transformateur MT/BT standard de distribution (voir le tableau de la Figure G35).

■ Réactance Xtr

$$Xtr = \sqrt{Ztr^2 - Rtr^2}$$

De la constatation précédente, on peut déduire que :

$Xtr \approx Ztr$

Disjoncteurs

Puissance	Type immergé dans un diélectrique liquide				Type sec enrobé dans résine			
(kVA)	Ucc (%)	Rtr (mΩ)	Xtr (mΩ)	Ztr (mΩ)	Ucc (%)	Rtr (mΩ)	Xtr (mΩ)	Ztr (mΩ)
100	4	37,9	59,5	70,6	6	37,0	99,1	105,8
160	4	16,2	41,0	44,1	6	18,6	63,5	66,2
200	4	11,9	33,2	35,3	6	14,1	51,0	52,9
250	4	9,2	26,7	28,2	6	10,7	41,0	42,3
315	4	6,2	21,5	22,4	6	8,0	32,6	33,6
400	4	5,1	16,9	17,6	6	6,1	25,8	26,5
500	4	3,8	13,6	14,1	6	4,6	20,7	21,2
630	4	2,9	10,8	11,2	6	3,5	16,4	16,8
800	6	2,9	12,9	13,2	6	2,6	13,0	13,2
1,000	6	2,3	10,3	10,6	6	1,9	10,4	10,6
1,250	6	1,8	8,3	8,5	6	1,5	8,3	8,5
1,600	6	1,4	6,5	6,6	6	1,1	6,5	6,6
2,000	6	1,1	5,2	5,3	6	0,9	5,2	5,3

Fig. G35 : Valeurs des résistances, des réactances et des impédances pour un transformateur MT/BT standard de distribution 400 V avec primaire ⩽ 20 kV

L'impédance d'un disjoncteur ne doit être prise en compte que pour les appareils en amont de celui qui doit ouvrir sur le court-circuit envisagé. Sa réactance est prise égale à 0,15 mΩ[(1)] et sa résistance négligée.

Jeu de barres

La résistance d'un jeu de barres est généralement négligeable, de ce fait l'impédance est pratiquement égale à la réactance. La valeur linéique typique d'un jeu de barres est approximativement 0,15 mΩ/mètre (doubler l'espacement entre les barres équivaut à accroître la réactance de seulement 10 %).

Canalisations

(1) pour un réseau 50 Hz, mais 0.18 mΩ/mètre à 60 Hz

La résistance se calcule à l'aide de la formule : $Rc = \rho \frac{L}{S}$
avec
ρ = résistivité des conducteurs à la température normale de fonctionnement :
- 22,5 mΩ.mm²/m pour le cuivre,
- 36 mΩ.mm²/m pour l'aluminium.

L = longueur en m de la canalisation
S = section des conducteurs en mm²

En France, le guide UTE 15-105 donne les valeurs de ρ à prendre en compte (voir tableau de la Figure Gf1).

Règle	Résistivité	Valeur de la résistivité des conducteurs (mΩ.mm²/m)		Commentaires
		Cuivre	Aluminium	
Courant de court-circuit maximal	ρ = ρ0	18,51	29,4	Hypothèse retenue pour maximal les calculs du tableau G41.
Courant de court-circuit minimal	disjoncteur ρ1 = 1,25 x ρ0	23	37	Hypothèse retenue pour les calculs des tableaux G51, G52, G53, G54.
Courant de défaut en schéma TN et IT	fusible ρ2 = 1,5 x ρ0	28	44	Hypothèse retenue pour le calcul de Lmax : - tableaux du Chapitre F, - tableaux G47, G48, G49 et G50.
Courant de défaut en schémas TN et IT	ρ = 1,25 x ρ0	23	37	Hypothèse retenue pour les calculs des tableaux du chapitre F

Fig. Gf1 : Résistivité des conducteurs à prendre en compte en fonction de l'utilisation

La réactance des câbles peut être donnée avec précision par les fabricants. Pour des sections inférieures à 50 mm², on pourra toujours la négliger.
En l'absence d'autres renseignements, on pourra prendre : Xc = 0,08 mΩ/m

Pour les canalisations préfabriquées, consulter les fabricants
ou se reporter au guide C 15-107.

Moteurs

Lors d'un court-circuit, un moteur se comporte comme un générateur débitant sur le défaut. On peut donc en général négliger son influence en BT.

Cependant, pour un calcul plus précis et lorsque, notamment, de nombreux moteurs sont installés sur une même artère, on peut tenir compte de l'influence des moteurs de la façon suivante :

Icc mot. = 3,5 In m où

In m = somme des intensités nominales des moteurs susceptibles de fonctionner simultanément.

Il suffit ensuite d'ajouter Icc mot. à l'Icc calculée au point de défaut considéré.

Résistance de l'arc de défaut

Lors d'un court-circuit, un arc peut prendre naissance, ce qui a pour effet de réduire l'intensité de court-circuit : l'arc se comporte comme une résistance.
Cette réduction ne peut être déterminée a priori. Néanmoins, l'expérience montre qu'il est possible d'envisager une réduction d'environ 20 % (en tenir compte seulement au niveau du disjoncteur qui s'ouvre sur court-circuit et jamais pour le pouvoir de fermeture).

Tableau récapitulatif (cf. Fig. G36)

Eléments considérés	Résistance R	Réactance X
Réseau amont Figure G34	$\frac{Ra}{Xa} = 0,1$ R peut donc être négligé par rapport à X	$Xa = 0,995\ Za;\ Za = \frac{U_{20}^2}{Psc}$
Transformateur Figure G35	$Rtr = \frac{Pcu \times 10^3}{3 In^2}$ Rtr = peut souvent être négligée devant XTR pour transformateur de puissance > 100 kVA	$\sqrt{Ztr^2 - Rtr^2}$ avec $Ztr = \frac{U_{20}^2}{Pn} \times \frac{Usc}{100}$
Disjoncteur	Négligeable	X_D = 0,15 mΩ/pole
Jeu de barres	Négligeable pour S > 200 mm² en dessous : $R = \rho \frac{L}{S}$ (1)	X_B = 0,15 mΩ/m
Canalisations(2)	$R = \rho \frac{L}{S}$ (1)	Câbles : Xc = 0,08 mΩ/m
Moteurs	Voir § "moteurs" (souvent négligeable en BT)	
Courant de court-circuit triphasé	$Icc = \frac{U_{20}}{\sqrt{3}\sqrt{R_T^2 + X_T^2}}$	

U_{20} : Tension entre phases à vide au secondaire du transformateur MT/BT (en volts).
Pcc : puissance de court-circuit triphasée aux bornes MT du transformateur (en kVA),
Pcu : Pertes triphasées totales du transformateur MT/BT(en watt),
Pn : Puissance nominale du transformateur MT/BT (en kVA),
Ucc : Tension de court-circuit en %.
R_T : résistance totale, X_T : impédance totale.

(1) ρ = résistivité à la température normale des conducteurs en service
- ρ = 22,5 mΩ x mm²/m pour le cuivre
- ρ = 36 mΩ x mm²/m pour l'aluminium

(2) S'il y a plusieurs conducteurs en parallèle par phase, diviser la résistance d'un conducteur par le nombre de conducteurs. La réactance n'est pratiquement pas modifiée.

Fig. G36 : Récapitulation des impédances des différents éléments d'un réseau BT

Exemple de calculs des courants de court-circuit (cf. Fig. G37)

Installation MT/BT	R (mΩ)	X (mΩ)	RT (mΩ)	XT (mΩ)	$Icc = \frac{420}{\sqrt{3}\sqrt{R_T^2 + X_T^2}}$
Réseau amont Pcc = 500 MVA	0,035	0,351			
Transformateur 20 kV/420 V Pn = 1000 kVA Ucc = 5% Pcu = 13,3 x 10³ W	2,24	8,10			
Câble unipolaire 5 m cuivre 4 x 240 mm²/phase	$Rc = \frac{22.5}{4} \times \frac{5}{240} = 0.12$	Xc = 0,08 x 5 = 0,40	2,41	8,85	Icc1 = 26 kA
Disjoncteur général	R_D = 0	X_D = 0,15			
Jeu de barres 10 m	R_B = 0	X_B = 1,5	2,41	10,5	Icc2 = 22 kA
Câble tripolaire 100 m 95 mm² cuivre	$Rc = 22.5 \times \frac{100}{95} = 23.68$	Xc = 100 x 0,08 = 8	26,1	18,5	Icc3 = 7,4 kA
Câble tripolaire 20 m 10 mm² cuivre circuits terminaux	$Rc = 22.5 \times \frac{20}{10} = 45$	Xc = 20 x 0,08 = 1,6	71,1	20,1	Icc4 = 3,2 kA

Fig. G37 : Exemple de calculs des courants de court-circuit d'une installation MT/BT de 1000 kVA/400 V

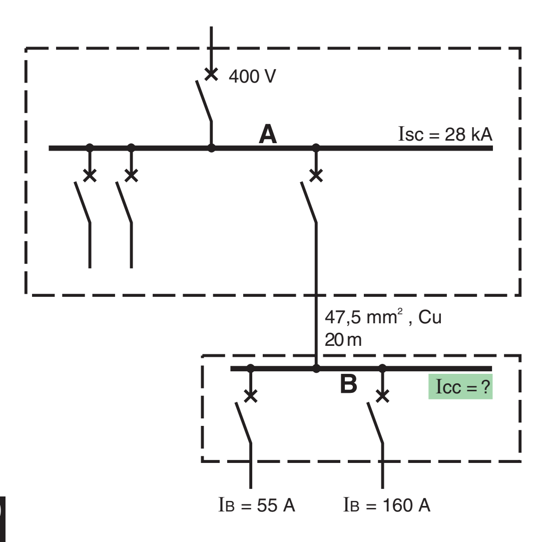


Fig. G38 : Evaluation de l'Icc aval en fonction de l'Icc amont, de la longueur et de la section de la canalisation, et pour une tension de 400 V triphasée à partir des tableaux de la Figure G39

4.3 Tableaux simplifiés du calcul de l'Icc en aval d'une canalisation

Le schéma de la **Figure G38** représente une application typique pour l'application de la méthode de composition (mentionnée au chapitre F paragraphe 6.2) au moyen des tableaux de la **Figure G39** en page suivante. Ces tableaux indiquent rapidement et avec une précision suffisante la valeur du courant de court-circuit en un point de l'installation en connaissant :

- l'intensité du courant de court-circuit à un point situé en amont de l'emplacement du point d'installation concerné,
- la longueur, la section et la nature de la canalisation située entre ces deux points.

Il suffit ensuite de choisir un disjoncteur ou un appareillage à fusible dont le pouvoir de coupure est supérieur à la valeur lue dans le tableau.

Si l'on désire obtenir des valeurs plus précises, il est possible de réaliser un calcul détaillé (cf. paragraphe 4.2) ou d'utiliser un logiciel comme le logiciel Ecodial. Dans un tel cas, pour une protection par disjoncteur, la technique de la filiation peut être mise en œuvre et le choix optimisé des disjoncteurs est directement donné par le logiciel.

Note : (cf. Chapitre H paragraphe 4.5) La technique de filiation consiste à utiliser le pouvoir de limitation des disjoncteurs en amont pour limiter l'intensité du courant de court-circuit. Ce qui permet d'installer en aval des disjoncteurs, en général standard, ayant des performances moindres.

Utilisation de la méthode de composition

La méthode de composition est réalisée au moyen d'une table partagée horizontalement en trois parties (voir la Figure G39) :

- les deux parties supérieure et inférieure permettent la sélection de la section des conducteurs et la longueur de la canalisation suivant la nature des conducteurs (cuivre en haut, aluminium en bas),
- la partie centrale indique le courant de court-circuit aval en fonction du courant de court-circuit en amont et des sélections précédemment effectuées dans les tableaux extrêmes.

L'exemple suivant traite le calcul de Icc au point B du schéma de la Figure G38 à partir de l' Icc du point A en utilisant la méthode de composition.

- Sélectionner la section des conducteurs dans la colonne des conducteurs (cuivre ou aluminium selon le besoin).

Dans cet exemple les conducteurs sont en cuivre (tableau du haut) et ont une section de 47,5 mm².

Chercher sur la ligne de la section sélectionnée la valeur par défaut de la longueur de la canalisation.

Dans cet exemple, la longueur des câbles est de 20 m.

- Descendre (conducteur en cuivre) dans la colonne sélectionnée par la longueur jusqu'à la ligne du tableau central correspondant à la valeur par excès du courant de court-circuit du point amont. La valeur du courant de court-circuit en aval est à l'intersection de cette ligne et cette colonne.

Dans cet exemple, l'intensité du courant de court-circuit en amont retenue est 30 kA (⩾ 28 kA) d'où la valeur par excès du courant de court-circuit en B : 14,7 kA).

En conséquence :

- pour le départ 55 A, un disjoncteur modulaire sur rail DIN de calibre In = 63 A et de pouvoir de coupure Icn = 25 kA peut être choisi,
- pour le départ 160 A, un disjoncteur Compact NSX160 B de courant assigné Ir = 160 A et de pouvoir de coupure Icu = 25 kA peut être choisi.

4.4 Courant de court-circuit d'un générateur ou d'une ASI : Se reporter au chapitre N

Cuivre pour 230 V / 400 V																						
Section des conducteurs de phase (mm²)	Longueur de la canalisation (en m)																					
1,5														1,3	1,8	2,6	3,6	5,2	7,3	10,3	14,6	21
2,5												1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17,2	24	34
4											1,2	1,7	2,4	3,4	4,9	6,9	9,7	13,7	19,4	27	39	55
6											1,8	2,6	3,6	5,2	7,3	10,3	14,6	21	29	41	58	82
10										2,2	3,0	4,3	6,1	8,6	12,2	17,2	24	34	49	69	97	137
16								1,7	2,4	3,4	4,9	6,9	9,7	13,8	19,4	27	39	55	78	110	155	220
25						1,3	1,9	2,7	3,8	5,4	7,6	10,8	15,2	21	30	43	61	86	121	172	243	343
35						1,9	2,7	3,8	5,3	7,5	10,6	15,1	21	30	43	60	85	120	170	240	340	480
47,5					1,8	2,6	3,6	5,1	7,2	10,2	14,4	20	29	41	58	82	115	163	231	326	461	
70					2,7	3,8	5,3	7,5	10,7	15,1	21	30	43	60	85	120	170	240	340			
95				2,6	3,6	5,1	7,2	10,2	14,5	20	29	41	58	82	115	163	231	326	461			
120		1,6	2,3	3,2	4,6	6,5	9,1	12,9	18,3	26	37	52	73	103	146	206	291	412				
150	1,2	1,8	2,5	3,5	5,0	7,0	9,9	14,0	19,8	28	40	56	79	112	159	224	317	448				
185	1,5	2,1	2,9	4,2	5,9	8,3	11,7	16,6	23	33	47	66	94	133	187	265	374	529				
240	1,8	2,6	3,7	5,2	7,3	10,3	14,6	21	29	41	58	83	117	165	233	330	466	659				
300	2,2	3,1	4,4	6,2	8,8	12,4	17,6	25	35	50	70	99	140	198	280	396	561					
2x120	2,3	3,2	4,6	6,5	9,1	12,9	18,3	26	37	52	73	103	146	206	292	412	583					
2x150	2,5	3,5	5,0	7,0	9,9	14,0	20	28	40	56	79	112	159	224	317	448	634					
2x185	2,9	4,2	5,9	8,3	11,7	16,6	23	33	47	66	94	133	187	265	375	530	749					
553x120	3,4	4,9	6,9	9,7	13,7	19,4	27	39	55	77	110	155	219	309	438	619						
3x150	3,7	5,3	7,5	10,5	14,9	21	30	42	60	84	119	168	238	336	476	672						
3x185	4,4	6,2	8,8	12,5	17,6	25	35	50	70	100	141	199	281	398	562							
Icc amont (en kA)	Icc aval (en kA)																					
100	93	90	87	82	77	70	62	54	45	37	29	22	17,0	12,6	9,3	6,7	4,9	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9
90	84	82	79	75	71	65	58	51	43	35	28	22	16,7	12,5	9,2	6,7	4,8	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9
80	75	74	71	68	64	59	54	47	40	34	27	21	16,3	12,2	9,1	6,6	4,8	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9
70	66	65	63	61	58	54	49	44	38	32	26	20	15,8	12,0	8,9	6,6	4,8	3,4	2,5	1,8	1,3	0,9
60	57	56	55	53	51	48	44	39	35	29	24	20	15,2	11,6	8,7	6,5	4,7	3,4	2,5	1,8	1,3	0,9
50	48	47	46	45	43	41	38	35	31	27	22	18,3	14,5	11,2	8,5	6,3	4,6	3,4	2,4	1,7	1,2	0,9
40	39	38	38	37	36	34	32	30	27	24	20	16,8	13,5	10,6	8,1	6,1	4,5	3,3	2,4	1,7	1,2	0,9
35	34	34	33	33	32	30	29	27	24	22	18,8	15,8	12,9	10,2	7,9	6,0	4,5	3,3	2,4	1,7	1,2	0,9
30	29	29	29	28	27	27	25	24	22	20	17,3	14,7	12,2	9,8	7,6	5,8	4,4	3,2	2,4	1,7	1,2	0,9
25	25	24	24	24	23	23	22	21	19,1	17,4	15,5	13,4	11,2	9,2	7,3	5,6	4,2	3,2	2,3	1,7	1,2	0,9
20	20	20	19,4	19,2	18,8	18,4	17,8	17,0	16,1	14,9	13,4	11,8	10,1	8,4	6,8	5,3	4,1	3,1	2,3	1,7	1,2	0,9
15	14,8	14,8	14,7	14,5	14,3	14,1	13,7	13,3	12,7	11,9	11,0	9,9	8,7	7,4	6,1	4,9	3,8	2,9	2,2	1,6	1,2	0,9
10	9,9	9,9	9,8	9,8	9,7	9,6	9,4	9,2	8,9	8,5	8,0	7,4	6,7	5,9	5,1	4,2	3,4	2,7	2,0	1,5	1,1	0,8
7	7,0	6,9	6,9	6,9	6,9	6,8	6,7	6,6	6,4	6,2	6,0	5,6	5,2	4,7	4,2	3,6	3,0	2,4	1,9	1,4	1,1	0,8
5	5,0	5,0	5,0	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,3	4,0	3,7	3,4	3,0	2,5	2,1	1,7	1,3	1,0	0,8
4	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,9	3,9	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,3	3,1	2,9	2,6	2,2	1,9	1,6	1,2	1,0	0,7
3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,1	1,9	1,6	1,4	1,1	0,9	0,7
2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,1	1,0	0,8	0,6
1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5
Aluminium pour 230 V / 400 V																						
Section des conducteurs de phase (mm²)	Longueur de la canalisation (en m)																					
2,5														1,4	1,9	2,7	3,8	5,4	7,6	10,8	15,3	22
4												1,1	1,5	2,2	3,1	4,3	6,1	8,6	12,2	17,3	24	35
6												1,6	2,3	3,2	4,6	6,5	9,2	13,0	18,3	26	37	52
10											1,9	2,7	3,8	5,4	7,7	10,8	15,3	22	31	43	61	86
16										2,2	3,1	4,3	6,1	8,7	12,2	17,3	24	35	49	69	98	138
25								1,7	2,4	3,4	4,8	6,8	9,6	13,5	19,1	27	38	54	76	108	153	216
35							1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,5	13,4	18,9	27	38	54	76	107	151	214	302
47,5						1,6	2,3	3,2	4,6	6,4	9,1	12,9	18,2	26	36	51	73	103	145	205	290	410
70						2,4	3,4	4,7	6,7	9,5	13,4	19,0	27	38	54	76	107	151	214	303	428	
95					2,3	3,2	4,6	6,4	9,1	12,9	18,2	26	36	51	73	103	145	205	290	411		
120					2,9	4,1	5,8	8,1	11,5	16,3	23	32	46	65	92	130	184	259	367			
150					3,1	4,4	6,3	8,8	12,5	17,7	25	35	50	71	100	141	199	282	399			
185				2,6	3,7	5,2	7,4	10,4	14,8	21	30	42	59	83	118	167	236	333	471			
240	1,2	1,6	2,3	3,3	4,6	6,5	9,2	13,0	18,4	26	37	52	73	104	147	208	294	415				
300	1,4	2,0	2,8	3,9	5,5	7,8	11,1	15,6	22	31	44	62	88	125	177	250	353	499				
2x120	1,4	2,0	2,9	4,1	5,8	8,1	11,5	16,3	23	33	46	65	92	130	184	260	367	519				
2x150	1,6	2,2	3,1	4,4	6,3	8,8	12,5	17,7	25	35	50	71	100	141	200	282	399					
2x185	1,9	2,6	3,7	5,2	7,4	10,5	14,8	21	30	42	59	83	118	167	236	334	472					
2x240	2,3	3,3	4,6	6,5	9,2	13,0	18,4	26	37	52	74	104	147	208	294	415	587					
3x120	2,2	3,1	4,3	6,1	8,6	12,2	17,3	24	34	49	69	97	138	195	275	389	551					
3x150	2,3	3,3	4,7	6,6	9,4	13,3	18,8	27	37	53	75	106	150	212	299	423	598					
3x185	2,8	3,9	5,5	7,8	11,1	15,7	22	31	44	63	89	125	177	250	354	500	707					
3x240	3,5	4,9	6,9	9,8	13,8	19,5	28	39	55	78	110	156	220	312	441	623						

Note : pour une tension triphasée de 230 V entre phases, diviser les longueurs ci-dessus par $\sqrt{3}$ = 1,732.

Fig. G39 *: Evaluation de l'Icc aval en fonction de l'Icc amont, de la longueur et de la section de la canalisation, et pour une tension de 400 V triphasée*

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

5.1 Calcul du courant de court-circuit minimal présumé

Si le dispositif de protection de la canalisation n'assure que la protection contre les courts-circuits, il est nécessaire de s'assurer que le plus petit courant de court-circuit possible (Icc mini) entraîne son fonctionnement.

Dans le cas général, dans les circuits BT, un seul disjoncteur assure la protection d'une canalisation pour toute valeur du courant,du seuil de réglage de sa protection Long retard (ou protection thermique) jusqu'à son pouvoir de court-circuit.
On peut cependant être amené dans certaines configurations de circuit, à séparer les fonctions de protection contre les surcharges et protection contre les courts-circuits et à les confier à 2 appareils distincts.

Exemples de telles configurations

Les **Figures G40** à **G42** indiquent certaines configurations où les fonctions de protection contre les surcharges et protection contre les courts-circuits sont confiées à deux appareils distincts.

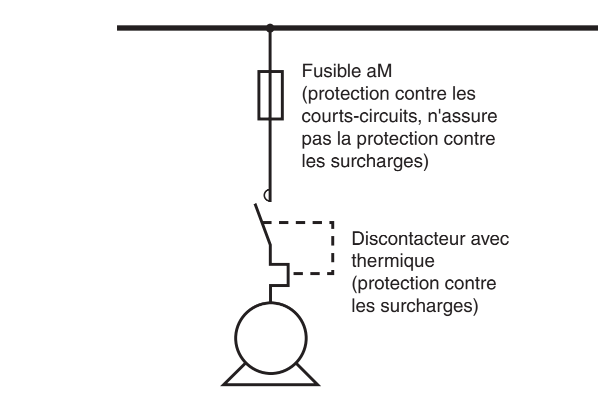


Fig. G40 : Circuit protégé par fusible aM

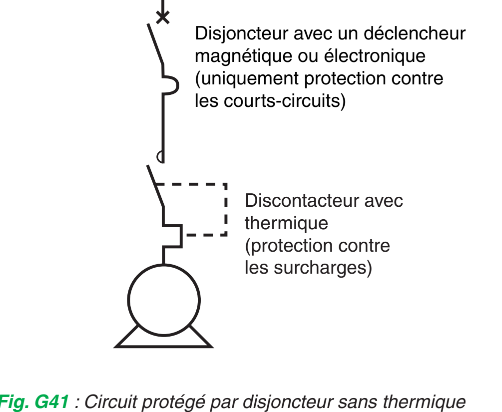


Fig. G41 : Circuit protégé par disjoncteur sans thermique (Compact type MA)

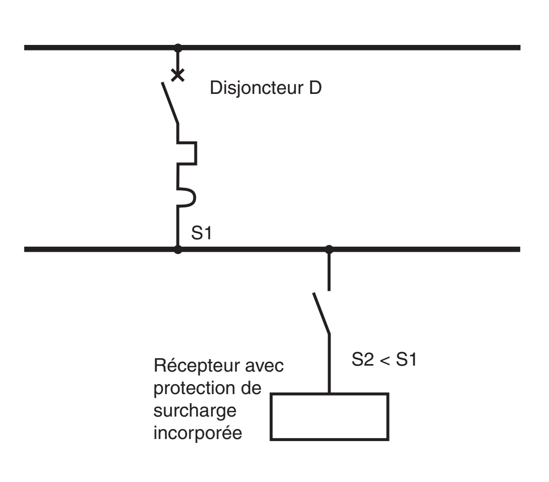


Fig. G42a : Le disjoncteur D assure la protection de court-circuit jusqu'au récepteur

Les départs moteurs sont les circuits qui sont le plus couramment commandés et protégés par des appareillages séparés.
Le cas de la Figure G42a constitue une dérogation aux règles de protection. Il est notamment utilisé dans le cas d'une distribution par canalisations préfabriquées, rails d'éclairage, etc.

Variateur de vitesse

Le tableau de la Figure G42b permet de connaître les fonctions de protection remplies par le variateur, et si nécessaire de les compléter par des dispositifs extérieurs au variateur tels que disjoncteur, relais de surcharge, et DDR.

Protection à assurer	Protection généralement assurée par le variateur	Protection extérieure
Surcharge câble	Oui = (1)	inutile si (1)
Surcharge moteur	Oui = (2)	inutile si (2)
Court-circuit aval	Oui	
Surcharge variateur	Oui	
Surtension	Oui	
Sous-tension	Oui	
Coupure phase	Oui	
Court-circuit amont		disjoncteur (déclenchement court-circuit)
Défaut interne		disjoncteur (déclenchement court-circuit et surcharge)
Défaut terre aval (contact indirect)	(autoprotection)	DDR ⩾ 300 mA
Défaut contact direct		DDR ⩽ 30 mA

Figure G42b : Protection à mettre en œuvre avec des variateurs de vitesse

Il faut que le dispositif de protection vérifie :
■ *Im < Icc_{mini} pour une protection par disjoncteur,*
■ *Ia < Isc_{mini} pour une protection par fusibles.*

Conditions à respecter

Le dispositif de protection contre les courts-circuits doit alors satisfaire aux deux conditions suivantes :

■ son pouvoir de coupure doit être supérieur au courant de court-circuit triphasé Icc en son point d'installation,

■ assurer l'élimination du courant minimum de court-circuit pouvant se développer dans le circuit protégé en un temps tc compatible avec les contraintes thermiques des conducteurs soit :

$$tc \leq \frac{K^2S^2}{Icc^2_{mini}} \quad (tc < 5\ s)$$

La comparaison des courbes de fonctionnement (ou de fusion) des dispositifs de protection contre les courts-circuits et des courbes limites de contrainte thermique d'un conducteur montre que cette condition est vérifiée si :

■ Icc (min) > Im (ou Isd) ou Ii (Im : seuil de la protection contre les courants de courts-circuits, Ii : seuil de la protection Instantané) (cf. **Fig. G43**),

■ Icc (mini) > Ia pour la protection par fusibles, la valeur de courant Ia correspondant au croisement des courbes de protection et de contrainte admissible du câble (cf. **Fig. G44** et **G45**).

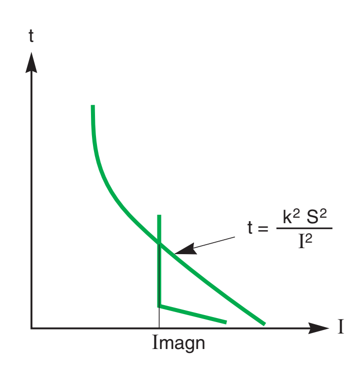


Fig. G43 : Protection par disjoncteur

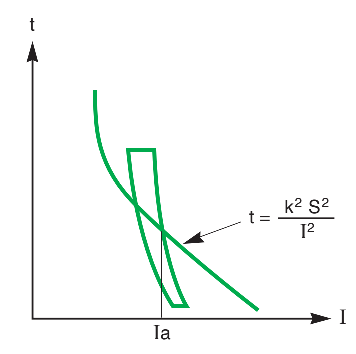


Fig. G44 : Protection par fusible aM

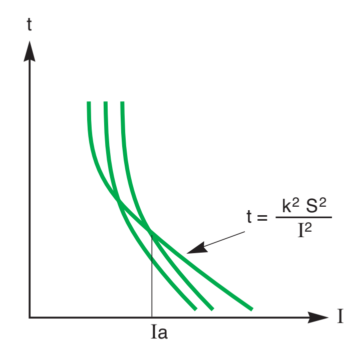


Fig. G45 : Protection par fusible gl

La validation du réglage d'une protection contre les courts-circuits se résume à vérifier que la longueur du câble ainsi protégée est inférieure à :

$$L_{max} = \frac{0,8 \times U \times Sph}{2\rho Im}$$

Détermination pratique de la longueur Lmax

Les conditions précédentes se traduisent par une longueur de câble Lmax à ne pas dépasser pour assurer un déclenchement sur Icc minimal.
Le guide C 15-105 donne une méthode conventionnelle de calcul de Lmax dans différents cas.

La méthode pour calculer la longueur maximale de la canalisation autorisée est présentée au Chapitre F paragraphes 6.2 et 7.2 dans le cadre de la protection des personnes contre les contacts indirects en schéma TN ou IT 2ème défaut.
Deux cas sont étudiés ci-après :

1 - Calcul de L_{max} dans le cas d'un circuit triphasé sans neutre

Le courant minimum de court-circuit sur ce circuit est généré par un défaut apparaissant entre deux phases à l'extrémité du circuit (court-circuit biphasé) (cf. **Fig. G46**).

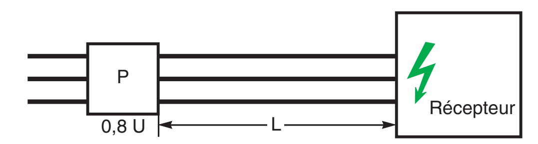


Fig G46 : Définition de L pour un circuit triphasé dans neutre

En utilisant la « méthode conventionnelle », la tension au point P où est installée la protection est supposée égale à 80 % de la tension nominale pendant la durée du court-circuit, soit :
0,8 x U = Icc x Zd
avec
Zd = Impédance de la boucle de défaut,
Icc = Courant de court-circuit,
U = tension nominale phase-phase.

Pour des câbles de section ⩽ 120 mm², on peut négliger leur réactance et écrire :

$$Zd = \rho \frac{2L}{Sph} \quad (1)$$

où :
ρ = résistivité du câble à la température moyenne de court-circuit,
Sph = section d'une phase en mm²,
L = longueur en m.

La condition pour que la protection du câble soit assurée Im (ou Isd) ⩽ Isc avec Im (Isd) = seuil de la protection contre les courants de court-circuit du disjoncteur.

Cela conduit à $Im \leqslant \frac{0,8\,U}{Zd}$ soit $L \leqslant \frac{0,8\,U\,Sph}{2\rho Im}$.

Dans cette formule U et ρ sont des constantes pour des conducteurs de même nature (cuivre ou aluminium) dans un réseau triphasé de distribution standard soit avec U = 400 V
ρ = 1,25 x 0,018 = 0.023 Ω.mm²/m(2) (Cu)
d'où

$$L_{max} = k \frac{Sph}{Im}$$

avec
Lmax = Longueur maximale en mètre.

k est défini dans le tableau ci-après en fonction de la section(1) pour Sph > 120 mm².

Section (mm²)	⩽ 120	150	185	240	300
k (pour 400 V)	5800	5040	4830	4640	4460

2 - Calcul de Lmax dans le cas d'un circuit triphasé avec neutre 400 V/230 V (ou monophasé 230 V)

Le courant minimum de court-circuit d'un tel circuit est généré par un défaut apparaissant entre une phase et le neutre à l'extrémité du circuit (court-circuit monophasé). Son calcul est similaire au calcul précédent mais

- soit en utilisant les formules précédentes avec k calculé pour un réseau 230 V soit :

Section (mm²)	⩽ 120	150	185	240	300
k (pour 230 V)	3333	2898	2777	2668	2565

- en fonction de la section Sn du conducteur neutre Sn = mSph

(1) Pour des sections supérieures la résistance des conducteurs doit être majorée pour tenir compte
- de l'inductance mutuelle (la valeur de la réactance est 0,08 mΩ/m à 50 Hz, de 0,096 mΩ/m à 60 Hz),
- de la non uniformité de la densité de courant due à l'effet de peau.

De ce fait, les valeurs d'impédance corrigées sont :
150 mm² : Zd + 15%
185 mm² : Zd + 20%
240 mm² : Zd + 25%
300 mm² : Zd + 30%

(2) la variation de la résistivité est importante (+ 25 %) du fait de la très forte élévation de température de l'âme du conducteur pendant le passage du courant de court-circuit.

D'où les formules de calcul de la longueur maximale (pour une section ⩽ 120 mm²)

- Si Sn (section du neutre) = Sph

$$L_{max} = \frac{3{,}333\ Sph}{Im}$$

- Si Sn (section du neutre) = Sph/m

$$L_{max} = 6{,}666 \frac{Sph}{Im} \frac{1}{1+m} \quad \text{où} \quad m = \frac{Sph}{Sn}$$

Utilisation de tableaux pour déterminer Lmax

Le tableau de la **Figure G47** indique les longueurs maximales Lmax (en mètres) des canalisations :

- triphasées avec neutre sous 400 V, ou,
- monophasées sous 230 V,

protégées par disjoncteurs à usage général.

Dans les autres cas, appliquer aux longueurs les coefficients du tableau G53.
Le calcul de la longueur Lmax est réalisé pour la valeur maximale de la tolérance sur le réglage du seuil de déclenchement de la protection Court retard ou magnétique. En général, la valeur de seuil Im (ou Isd) est donnée avec une précision +/- 20 %. Pour le calcul de Lmax, la valeur retenue est la valeur du seuil Im + 20%, cas le plus défavorable.

Pour la section de 50 mm², les calculs sont effectués avec une section réelle de 47,5 mm².

Courant de fonctionnement instantané Im (en ampères)	Section nominale des conducteurs (en mm²)														
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
50	100	167	267	400											
63	79	133	212	317											
80	63	104	167	250	417										
100	50	83	133	200	333										
125	40	67	107	160	267	427									
160	31	52	83	125	208	333									
200	25	42	67	100	167	267	417								
250	20	33	53	80	133	213	333	467							
320	16	26	42	63	104	167	260	365	495						
400	13	21	33	50	83	133	208	292	396						
500	10	17	27	40	67	107	167	233	317						
560	9	15	24	36	60	95	149	208	283	417					
630	8	13	21	32	63	85	132	185	251	370					
700	7	12	19	29	48	76	119	167	226	333	452				
800	6	10	17	25	42	67	104	146	198	292	396				
875	6	10	15	23	38	61	95	133	181	267	362	457			
1000	5	8	13	20	33	53	83	117	158	233	317	400	435		
1120	4	7	12	18	30	48	74	104	141	208	283	357	388	459	
1250	4	7	11	16	27	43	67	93	127	187	253	320	348	411	
1600		5	8	13	21	33	52	73	99	146	198	250	272	321	400
2000		4	7	10	17	27	42	58	79	117	158	200	217	257	320
2500			5	8	13	21	33	47	63	93	127	160	174	206	256
3200			4	6	10	17	26	36	49	73	99	125	136	161	200
4000				5	8	13	21	29	40	58	79	100	109	128	160
5000				4	7	11	17	23	32	47	63	80	87	103	128
6300					5	8	13	19	25	37	50	63	69	82	102
8000					4	7	10	15	20	29	40	50	54	64	80
10000						5	8	12	16	23	32	40	43	51	64
12500						4	7	9	13	19	25	32	35	41	51

Fig. G47 : Longueur maximale des canalisations en mètres (conducteurs en cuivre ; pour l'aluminium les longueurs doivent être multipliées par 0,62)

Les tableaux des **Figures G48** à **G50** page suivante indiquent les longueurs maximales Lmax (en mètres) des canalisations :

- triphasées avec neutre sous 400 V,
- monophasées sous 230 V,

Ces canalisations sont protégées dans les deux cas par des disjoncteurs de type domestique ou ayant des caractéristiques de déclenchement similaires.
Dans les autres cas, appliquer aux longueurs les coefficients de la **Figure G51** page suivante.

Courant assigné des disjoncteurs (en A)	Section nominale des conducteurs (en mm²)								
	1,5	**2,5**	**4**	**6**	**10**	**16**	**25**	**35**	**50**
6	200	333	533	800					
10	120	200	320	480	800				
16	75	125	200	300	500	800			
20	60	100	160	240	400	640			
25	48	80	128	192	320	512	800		
32	37	62	100	150	250	400	625	875	
40	30	50	80	120	200	320	500	700	
50	24	40	64	96	160	256	400	560	760
63	19	32	51	76	127	203	317	444	603
80	15	25	40	60	100	160	250	350	475
100	12	20	32	48	80	128	200	280	380
125	10	16	26	38	64	102	160	224	304

Fig. G48 : Longueur maximale des canalisations (conducteurs en cuivre) en mètres, protégées par des disjoncteurs de type B

Courant assigné des disjoncteurs (en A)	Section nominale des conducteurs (en mm²)								
	1,5	**2,5**	**4**	**6**	**10**	**16**	**25**	**35**	**50**
6	100	167	267	400	667				
10	60	100	160	240	400	640			
16	37	62	100	150	250	400	625	875	
20	30	50	80	120	200	320	500	700	
25	24	40	64	96	160	256	400	560	760
32	18,0	31	50	75	125	200	313	438	594
40	15,0	25	40	60	100	160	250	350	475
50	12,0	20	32	48	80	128	200	280	380
63	9,5	16,0	26	38	64	102	159	222	302
80	7,5	12,5	20	30	50	80	125	175	238
100	6,0	10,0	16,0	24	40	64	100	140	190
125	5,0	8,0	13,0	19,0	32	51	80	112	152

Fig. G49 : Longueur maximale des canalisations (conducteurs en cuivre) en mètres, protégées par des disjoncteurs de type C

Courant assigné des disjoncteurs (en A)	Section nominale des conducteurs (en mm²)								
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
1	429	714							
2	214	357	571	857					
3	143	238	381	571	952				
4	107	179	286	429	714				
6	71	119	190	286	476	762			
10	43	71	114	171	286	457	714		
16	27	45	71	107	179	286	446	625	848
20	21	36	57	86	143	229	357	500	679
25	17,0	29	46	69	114	183	286	400	543
32	13,0	22	36	54	89	143	223	313	424
40	11,0	18,0	29	43	71	114	179	250	339
50	9,0	14,0	23	34	57	91	143	200	271
63	7,0	11,0	18,0	27	45	73	113	159	215
80	5,0	9,0	14,0	21	36	57	89	125	170
100	4,0	7,0	11,0	17,0	29	46	71	100	136
125	3,0	6,0	9,0	14,0	23	37	57	80	109

Fig. G50 : Longueur maximale des canalisations (conducteurs en cuivre) en mètres, protégées par des disjoncteurs de type D

Type de canalisation		
Tri 400 V sans neutre ou bi 400 V sans neutre		1,73
Mono 230 V (phase + neutre)		1
Tri 400 V + neutre ou bi 400 V + neutre	Sph / S neutre = 1	1
	Sph / S neutre = 2	0,67

Fig. G51 : Facteur de correction à appliquer aux longueurs maximales des tableaux G47 à G50

Note : La norme CEI 60898 définit une plage de réglage de la protection contre les courts-circuits de 10...50 In pour les disjoncteurs de type D.
Les normes européennes, et le tableau de la Figure G50, sont basées sur une plage de 10...20 In, plage qui couvre la plupart des besoins des installations domestiques ou analogues (voir Chapitre H paragraphe 4.2 Figure H31).

Exemples

Exemple 1

Dans une application monophasée, la protection contre les courants de court-circuit est assurée par un disjoncteur Compact NSX 80H MA de calibre 50 A avec une protection magnétique réglée à 500 A (précision de +/- 20 %) soit dans le cas le plus défavorable, le disjoncteur déclenche à 500 x 1,2 = 600 A.
La section des conducteurs est 10 mm², les conducteurs sont en cuivre.
En se reportant au tableau G47 (pour disjoncteur à usage général), on lit au croisement de la ligne Im = 500 A et de la colonne S = 10 mm² la valeur de la longueur Lmax = 67 m. La protection de la canalisation contre les courants de court-circuit est assurée si sa longueur est inférieure à 67 mètres.

Exemple 2

Dans un réseau triphasé sans neutre 400 V, la protection contre les courants de court-circuit d'un départ est assurée par un Compact NSX 250N équipé d'un déclencheur MA de calibre 220 A avec une protection magnétique réglée à 2000 A (précision de +/- 20 %) soit dans le cas le plus défavorable, le disjoncteur déclenche à 2400 A.
La section des conducteurs est 120 mm², les conducteurs sont en cuivre.
En se reportant au tableau G47 (pour disjoncteur à usage général), on lit au croisement de la ligne Im = 2 000 A et de la colonne S = 120 mm² la valeur de la longueur Lmax = 200 m.
Comme il s'agit d'un circuit triphasé sans neutre, on lit dans le tableau G51 qu'il faut appliquer le coefficient 1,73.
Le disjoncteur protège donc le câble contre les courts-circuits si sa longueur n'excède pas 200 x 1,73 = 346 m.

5.2 Vérification de la tenue des conducteurs aux contraintes correspondant à l'Icc

En général, la vérification de la tenue des conducteurs à la contrainte thermique n'est pas nécessaire, à l'exception des canalisations de faible section utilisées au voisinage direct d'un (ou directement alimentées par le) TGBT.

Contrainte thermique

Lors du passage d'un courant de court-circuit dans les conducteurs d'une canalisation pendant un temps très court (de quelques dixièmes de secondes à cinq secondes au maximum), l'échauffement est considéré adiabatique, c'est-à-dire que l'on admet que la chaleur produite reste au niveau de l'âme du conducteur et n'a pas le temps de se dissiper dans les autres éléments du câble.
Pour le temps inférieur à 5 secondes, la relation :
$I^2 \times t = k^2 \times S^2$ caractérise le temps t (en secondes)
pendant lequel un conducteur de section S (en mm²) peut supporter un courant I (en ampères), avant que l'échauffement de son âme soit tel qu'il entraîne une dégradation de son isolant.
k^2 est une contante donnée par le tableau de la **Figure G52**.

Isolation	Conducteur cuivre	Conducteur alu
PVC	13 225	5 776
XLPE	20 449	8 836

Fig. G52 : Valeur de la constante k^2

Pratiquement, la marche à suivre consiste à vérifier que la contrainte thermique I^2t, que laisse passer le disjoncteur de protection (voir les catalogues des constructeurs) est inférieure à la contrainte thermique admissible maximale du conducteur (cf. **Figure G53**).

S (mm²)	PVC		PRC	
	Cu	Al	Cu	Al
1,5	0,0297	0,0130	0,0460	0,0199
2,5	0,0826	0,0361	0,1278	0,0552
4	0,2116	0,0924	0,3272	0,1414
6	0,4761	0,2079	0,7362	0,3181
10	1,3225	0,5776	2,0450	0,8836
16	3,3856	1,4786	5,2350	2,2620
25	8,2656	3,6100	12,7806	5,5225
35	16,2006	7,0756	25,0500	10,8241
50	29,839	13,032	46,133	19,936

Fig. G53 : Contrainte thermique admissible maximale dans les conducteurs des câbles (en ampères^2 x secondes x 10^6)

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

Exemple

Un câble Cu/PR de section 4 mm^2 est-il protégé par un C60N bipolaire ?
Le tableau de la Figure G53 indique que la valeur de la contrainte thermique admissible I^2t pour le câble est 0,3272 x 10^6 tandis que la valeur maximale de l'énergie « traversant » le disjoncteur, indiquée dans le catalogue du constructeur, est considérablement plus faible (< 0,1 x 10^6 A^2s).
Le câble est de ce fait parfaitement protégé par le disjoncteur jusqu'à son pouvoir de coupure.

Contrainte électrodynamique

Pour tout type de canalisation (câble ou canalisation préfabriquée), il est nécessaire de prendre en compte les contraintes électrodynamiques provoquées par le courant de court-circuit.

Pour supporter ces contraintes, les conducteurs doivent être solidement fixés et les connexions fortement serrées.

Pour les canalisations préfabriquées, il est aussi nécessaire de vérifier que la performance de tenue aux contraintes électrodynamiques est suffisante dans le cas d'un courant de court-circuit. La valeur crête du courant, limitée par le disjoncteur ou le fusible de protection, doit être inférieure à la tenue de la canalisation préfabriquée. Les constructeurs fournissent généralement des tableaux de coordination garantissant une protection efficace de leurs produits.

6 Les conducteurs de protection (PE)

La NFC 15-100 précise comment installer, choisir et dimensionner les conducteurs de protection.

6.1 Raccordement et choix

Les conducteurs de protection (symbole PE), ou conducteurs PE, assurent les liaisons équipotentielles (interconnexion) entre toutes les masses des équipements d'une installation pour réaliser un réseau équipotentiel de protection. Les conducteurs PE assurent l'écoulement des courants de défaut à la terre dus à une rupture d'isolement entre une partie sous tension et une masse.

Les conducteurs PE sont raccordés à la borne principale de terre de l'installation.

La borne principale de terre est raccordée à la prise de terre au moyen du conducteur de terre (cf. chapitre E paragraphe 1.1).

Les conducteurs PE doivent être :
- repérés par la double coloration vert-et-jaune lorsqu'ils sont isolés,
- protégés contre les risques mécaniques et chimiques.

Par ailleurs, en schémas IT et TN, il est fortement recommandé de faire cheminer le conducteur de protection dans les mêmes canalisations que les conducteurs actifs du circuit correspondant. Cette disposition garantit une valeur minimale de la réactance de la boucle de défaut à la terre. Il faut noter que cette disposition est naturellement réalisée dans le cas d'une distribution par canalisations électriques préfabriquées.

Connexion

Les conducteurs de protection (symbole PE) doivent :
- ne pas comporter d'appareillage ou d'organe de coupure (coupe-circuit, disjoncteur, interrupteurs, relais, etc.),
- relier les masses en parallèle et non en série (voir **Figure G54**),
- avoir une borne de connexion pour chaque conducteur PE dans les tableaux.

PE

Bon

PE

Mauvais

Fig. G54 *: Une mauvaise connexion série des conducteurs PE laisse tous les récepteurs en aval sans protection*

Schéma TT

Un conducteur PE peut ne pas cheminer le long des conducteurs actifs de son circuit du fait que, avec ce schéma, les courants de défauts d'isolement sont dans ce cas de faibles valeurs et les seuils des dispositifs de protection (DDR) sont de très faible valeurs.

Schéma IT et TN

Les conducteurs PE ou PEN, comme il a déjà été mentionné, doivent toujours cheminer le long des conducteurs actifs du circuit correspondant sans interposition d'éléments ferromagnétiques.
- Schéma TN-C (neutre et conducteur de protection réunis en un seul conducteur : PEN), la fonction conducteur de protection PE est prioritaire et toutes les règles applicables à ce conducteur sont applicables au PEN. Un conducteur PEN doit toujours être raccordé à la borne de masse du récepteur (fonction PE) avec une boucle de connexion raccordée à la borne du neutre (cf. **Fig. G55**).
- Passage du schéma TN-C au schéma TN-S.

Le conducteur PE est raccordé à la borne ou à la barre PEN (cf. **Fig. G56**) (généralement à l'origine de l'installation). En aval de ce point de séparation, il est interdit de raccorder de nouveau un conducteur neutre et un conducteur PE.

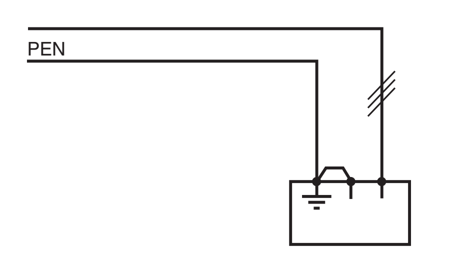


Fig. G55 *: Raccordement du PEN à la borne de masse du récepteur*

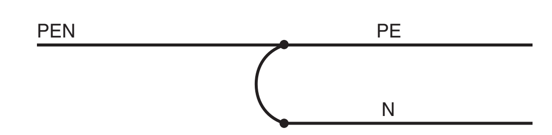


Fig. G56 *: Schéma TN-C-S*

Type de conducteurs de protection

Les éléments métalliques mentionnés dans le tableau de la **Figure G57** ci-dessous peuvent être utilisés comme conducteurs de protection, mais en respectant les conditions de mise en œuvre qui y sont précisées.

Type de conducteur de protection		Schéma IT	Schéma TN	Schéma TT	Condition de mise en œuvre
Conducteur supplémentaire	Appartenant au même câble que les phases ou empruntant la même canalisation	Fortement recommandé	Fortement recommandé	Bon	Le conducteur de protection doit être isolé de la même manière que les phases
	Indépendant des conducteurs de phase	Possible (1)	Possible (1) (2)	Bon	■ Le conducteur de protection peut être nu ou isolé (2) ■ La continuité électrique doit être assurée de façon à être protégée contre les détériorations mécaniques, chimiques et électrochimiques ■ Leur conductibilité doit être suffisante
Enveloppe métallique d'une canalisation préfabriquée ou d'une autre gaine préfabriquée précâblée(5)		Possible (3)	PE possible (3) PEN possible (8)	Bon	
Gaine extérieure des conducteurs blindés à isolant minéral (par exemple câbles de sécurité incendie isolé au Pyrotenax)		Possible (3)	PE possible (3) PEN déconseillé (2)(3)	Possible	
Certains éléments conducteurs(6) tels que ■ Charpentes ■ Bâtis de machines ■ Conduites d'eau(7)		Possible (4) PEN interdit	PE possible (4)	Possible	
Chemins de câbles métalliques, tels que : conduits(8), gaines, canalisations, tablettes, échelles , etc.		Possible (4)	PE possible (4) PEN déconseillé (2)(4)	Possible	

Sont interdits : les conduits métalliques (9), les canalisations de gaz et de chauffage, les armures de câbles, les tresses de blindage des câbles(9).

(1) En schémas TN et IT, l'élimination des défauts d'isolement est généralement assurée par les dispositifs de protection contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles) et l'impédance des boucles de défaut doit être aussi faible que possible. Le meilleur moyen pour arriver à ce résultat est encore d'utiliser comme conducteur de protection un conducteur supplémentaire appartenant au même câble (ou empruntant la même canalisation que les phases). Cette solution minimise la réactance de la boucle et de ce fait son impédance.
(2) Le conducteur PEN est à la fois un conducteur neutre et un conducteur de protection (PE). Cela signifie qu'il peut être parcouru en permanence par des courants (en l'absence de courant de défaut). De ce fait, il est recommandé que le conducteur PEN soit isolé.
(3) Le constructeur indique les valeurs des composantes R et X des impédances nécessaires (phase/PE, phase/PEN). Cela permet de s'assurer des conditions pour le calcul des composantes de boucle.
(4) Possible mais déconseillé car l'impédance des boucles de défaut ne peut pas être connue au moment de l'étude. Seules des mesures sur le site, une fois l'installation terminée, permettront de s'assurer de la protection des personnes
(5) Elle doit permettre le raccordement d'autres conducteurs de protection. **Attention** : ces éléments doivent comporter une indication visuelle individuelle vert-et-jaune de 15 à 100 mm de long (ou des lettres PE à moins de 15 cm de chaque extrémité).
(6) Ces éléments ne doivent pouvoir être démontés que s'il est prévu des mesures compensatrices pour assurer la continuité de protection.
(7) Sous réserve de l'accord du distributeur d'eau.
(8) Dans les canalisations préfabriquées et équipements similaires, l'enveloppe métallique peut être utilisée comme conducteur PEN, en parallèle avec la barre correspondante, ou un autre conducteur PE dans l'enveloppe (cf. guide France C15-107 Fig.1).
(9) Interdit seulement dans quelques pays. Universellement utilisé comme conducteur supplémentaire d'équipotentialité.

Fig. G57 : Choix du conducteur de protection

6.2 Section des conducteurs

Le tableau de la **Figure G58** indique :
■ la formule de calcul de la section d'un conducteur PE ou PEN par la méthode adiabatique,
■ les valeurs de la section d'un conducteur PE ou PEN en fonction de la section des conducteurs de phase (méthode simple).

	Section des conducteurs de phase Sph (mm²)	Section du conducteur PE (mm²)	Section du conducteur PEN (mm²)	
			Cu	Al
Méthode adiabatique	Quelconque	$S_{PE/PEN} = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{k}$ (3) (4)		
Méthode simple (1)	$S_{ph} \leqslant 16$	S_{ph} (2)	S_{ph} (3)	S_{ph} (3)
	$16 < S_{ph} \leqslant 25$	16	16	
	$25 < S_{ph} \leqslant 35$			25
	$35 < S_{ph} \leqslant 50$	$S_{ph}/2$	$S_{ph}/2$	
	$S_{ph} > 50$			$S_{ph}/2$

(1) Valeurs dans le cas où le conducteur de protection est du même métal que celui des phases. Sinon un facteur de correction doit être appliqué.
(2) Lorsque le conducteur PE ne fait pas partie de la canalisation d'alimentation, les valeurs minimales suivantes doivent être respectées :
■ 2,5 mm² si le PE a une protection mécanique,
■ 4 mm² si le PE n'a pas de protection mécanique.
(3) Pour des raisons de tenue mécanique, un conducteur PEN doit avoir une section toujours ⩾ 10 mm² en cuivre ou ⩾ 16 mm² en aluminium.
(4) Voir le tableau de la Figure G53 pour l'utilisation de cette formule.

Fig. G58 : Sections minimales des conducteurs de protection (d'après tableau 54-3 de la norme CEI 60364-5-54)

Deux méthodes peuvent être utilisées :

■ méthode adiabatique (qui correspond avec celle décrite dans la norme CEI 60724 et NF C 15-100)

Cette méthode, bien qu'étant économique assure la qualité de la protection mais conduit à des sections minimales en général faibles par rapport à la section des phases. Ce résultat est souvent incompatible avec la nécessité en schéma IT ou TN de rendre aussi faibles que possibles les impédances des boucles de défaut, pour permettre un déclenchement sûr (instantané) des dispositifs de protection contre les surintensités. Cette méthode est en revanche couramment utilisée en schéma TT pour le calcul des sections des conducteurs de terre [1].

■ méthode simplifiée

Cette méthode est basée sur une section du conducteur PE rapportée à celles des conducteurs de phase du circuit correspondant, en faisant l'hypothèse que les conducteurs utilisés sont de même nature :

D'où la section du conducteur PE S_{PE} en fonction de la section des conducteurs de phase Sph :

□ $Sph \leqslant 16\ mm^2$ $S_{PE} = Sph$

□ $16 < Sph \leqslant 35\ mm^2$ $S_{PE} = 16\ mm^2$

□ $Sph > 35\ mm^2$ $S_{PE} = \frac{Sph}{2}$

Note : si dans un schéma TT, les prises de terre des utilisateurs sont en dehors de la zone d'influence de la prise de terre de la source (voir Chapitre E paragraphe 1.6), la section du conducteur de protection peut être limitée à 25 mm² (Cu) ou 35 mm² (Al).

Le neutre et le conducteur de protection ne peuvent être confondus que si la section du conducteur PEN est ⩾ 10 mm² (Cu) ou ⩾ 16 mm² (Al). Un conducteur PEN est également interdit en câble souple.

La section du PEN ne peut être inférieure à celle des phases que si :

■ la puissance des récepteurs monophasés ne dépasse pas 10 % de la puissance totale,

■ Imax susceptible de parcourir le neutre en service normal est < I admissible.

D'autre part, dans le cas d'un conducteur PEN, la protection doit être assurée obligatoirement par les dispositifs de protection contre les surintensités des conducteurs de phase (voir dans le paragraphe 7.2).

Valeurs du coefficient k à retenir dans les formules

De nombreuses normes nationales y compris la NF-C 15-100 ont adopté les valeurs définies dans la CEI 60724 (dont l'objet est «Limites de température de court-circuit des câbles électriques de tensions assignées de 1 kV») pour :

■ les valeurs du coefficient k,

■ les limites de température admissibles pour les différentes natures d'isolants.

Les donnés du tableau de la **Figure G59** sont celles les plus couramment retenues pour la conception des installations BT.

		Nature de l'isolant	
		Polychlorure de vinyle (PVC)	**Polyéthylène réticulé (PR) Ethylène propylène (EPR)**
Température finale (°C)		160	250
Température initiale (°C)		30	30
Valeur de k			
Conducteurs isolés non incorporés aux câbles ou nus en contact avec le revêtement des câbles	Cuivre	143	176
	Aluminium	95	
	Acier	52	64
Conducteurs constitutifs d'un câble multiconducteurs	Cuivre	115	143
	Aluminium	76	94

Fig. G59 : Valeurs du coefficient k pour les conducteurs BT les plus couramment utilisés dans les normes nationales conformes à la norme CEI 60724 (à partir des tableaux A.54-2 à -5 de la norme CEI 60364-5-54 repris pour la France dans les tableaux A.54B à F de la NF C 15-100)

(1) Prise de terre

Le conducteur PE doit être dimensionné conformément aux pratiques règlementaires nationales en vigueur.

6.3 Conducteur de protection entre le transformateur MT/BT et le TGBT

Les conducteurs de phase et de neutre en amont du disjoncteur général d'arrivée du TGBT sont protégés au primaire du transformateur par les dispositifs de protection MT. Ces conducteurs ainsi que le conducteur PE, doivent être dimensionnés en conséquence.

Le dimensionnement des conducteurs de phase et de neutre à partir du transformateur est analysé dans l'exemple du sous chapitre 9 (circuit C1 du schéma de la **Figure G64**).

Le tableau de la **Figure G61** indique les sections recommandées pour des conducteurs de protection PE nus et isolés entre le point neutre du transformateur et le TGBT (voir **Figure G60**). La puissance à considérer est la somme des puissances de tous les transformateurs (s'il y en a plusieurs) connectés au TGBT.

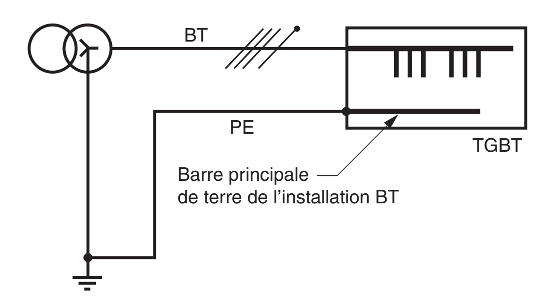


Fig. G60 : Conducteur PE entre la mise à la terre du point neutre du transformateur et la borne principale de terre dans le TGBT

Le tableau de la **Figure G61** indique la section du conducteur de protection PE en fonction :

- de la puissance nominale des transformateurs MT/BT (P en kVA),
- du temps d'élimination du courant de court-circuit par la protection moyenne tension (t en secondes),
- de l'isolation et de la nature du métal des conducteurs.

Si la protection est assurée par fusible MT, on utilise les colonnes 0,2 s.

En schéma IT, un dispositif de protection contre les surtensions est installé entre le point neutre du transformateur et la terre. Les connexions à ce dispositif doivent être dimensionnées de la même manière que le conducteur PE (décrite ci-dessus). En effet en cas de mise en court-circuit du dispositif et d'un défaut sur une phase, il est parcouru par le même courant de défaut que le conducteur PE (analogue à un défaut phase-terre en schéma TN).

Transformateur puissance en kVA	Nature des conducteurs	Conducteurs nus			Conducteurs isolés au PCV			Conducteurs isolés au PR		
secondaire	Cuivre t(s)	0,2	0,5	-	0,2	0,5	-	0,2	0,5	-
(400 V - 230 V)	Aluminium t(s)	-	0,2	0,5	-	0,2	0,5	-	0,2	0,5
⩽100	section des	25	25	25	25	25	25	25	25	25
160	conducteurs	25	25	35	25	25	50	25	25	35
200	de protection	25	35	50	25	35	50	25	25	50
250	SPE (mm^2)	25	35	70	35	50	70	25	35	50
315		35	50	70	35	50	95	35	50	70
400		50	70	95	50	70	95	35	50	95
500		50	70	120	70	95	120	50	70	95
630		70	95	150	70	95	150	70	95	120
800		70	120	150	95	120	185	70	95	150
1 000		95	120	185	95	120	185	70	120	150
1 250		95	150	185	120	150	240	95	120	185

Fig. G61 : Section des conducteurs de protection entre transformateur MT/BT et TGBT en fonction de la puissance du transformateur et du temps de fonctionnement de la protection

6.4 Conducteur d'équipotentialité

Conducteur d'équipotentialité principale

Sa section doit être au moins égale à la moitié de la section du plus gros des conducteurs de protection PE en général mais :

- ne doit pas dépasser 25 mm² (cuivre) ou 35 mm² (aluminium),
- doit toujours être supérieure à 6 mm² (cuivre) ou 10 mm² (aluminium).

Conducteur d'équipotentialité supplémentaire

Il permet de raccorder un élément conducteur éloigné du conducteur d'équipotentialité principal à un conducteur de protection proche. Sa section sera au moins la moitié de celle de ce dernier.

S'il raccorde deux masses entre elles, sa section est au moins égale à celle du PE le plus petit (M1 et M2 dans **Figure G62**). Les conducteurs non incorporés dans un câble doivent être mécaniquement protégés par des conduits, des gaines, etc.

Une autre caractéristique importante des conducteurs d'équipotentialité est de réduire l'impédance de la boucle de défaut (par diminution de l'impédance des masses) ce qui est particulièrement intéressant pour assurer la protection contre les contacts indirects dans les installations BT en schémas TN et TT et dans les emplacements à risque électrique (voir Chapitre F paragraphes 6.5 et 7.5).

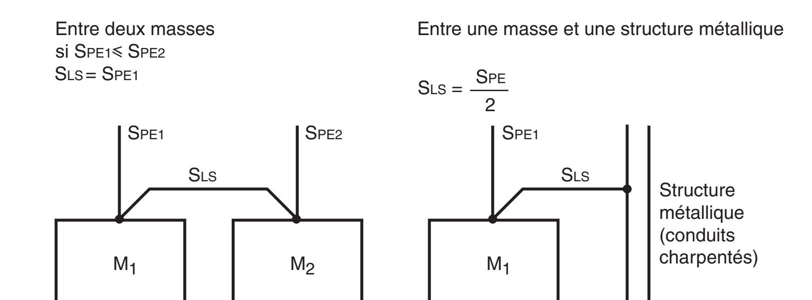


Fig. G62 : Conducteur d'équipotentialité supplémentaire (LS)

7 Le conducteur neutre

Les normes CEI 60364-5-52 et -5-54 indiquent les prescriptions de dimensionnement et de protection du conducteur neutre pour un cas général (avec un TH 3 faible ⩽15%) et indiquent en -5-54 Annexe D (informative) les mesures à prendre suivant le niveau du courant harmonique de rang 3 considéré.

La section et la protection du conducteur neutre, outre l'intensité à véhiculer, dépendent de plusieurs facteurs :
- schéma des liaisons à la terre,
- taux d'harmonique de rang 3 (TH3) et multiple de 3 en courant dans le conducteur neutre,
- mode de protection contre les contacts indirects selon les modalités décrites ci-après.

Les prescriptions de la NF C 15-100 parties 5-52 et 5-54, globalement en accord avec les normes internationales correspondantes, sont plus précises et légèrement différentes : l'étude de dimensionnement et de protection du conducteur neutre suivant la NF C 15-100 est développée au paragraphe 7.6.

La couleur du conducteur neutre est statutairement bleu clair. Le conducteur PEN quand il est isolé, doit être marqué :
- vert-et-jaune sur toute sa longueur avec un marquage bleu aux extrémités,

ou
- bleu sur toute sa longueur avec un marquage vert-et-jaune aux extrémités.

7.1 Dimensionnement du conducteur neutre

Règle générale

La norme CEI 60364 § 524.2 et § 524.3 définit les critères de choix de la section du conducteur neutre.
Cette règle générale ne considère qu'une faible circulation de courant harmonique de rang 3 dans le réseau[(1)].
- Dans les circuits monophasés et dans les circuits triphasés dont les conducteurs de phase ont une section au plus égale à 16 mm^2 en cuivre ou 25 mm^2 en aluminium, le conducteur neutre éventuel doit avoir la même section que les conducteurs de phase.
- Dans les circuits triphasés dont les conducteurs de phase ont une section supérieure à 16 mm^2 en cuivre ou 25 mm^2 en aluminium, le conducteur neutre peut avoir :
  - soit la même section que les conducteurs de phase[(2)],
  - soit une section inférieure à celle des conducteurs de phase si les conditions suivantes sont simultanément remplies :
    - le courant maximal, y compris les harmoniques éventuels, susceptible de parcourir le conducteur neutre en service normal, n'est pas supérieur au courant admissible Iz correspondant à la section réduite du conducteur neutre. Pour cela, il suffit que la charge alimentée par le circuit en service normal soit pratiquement équilibrée entre les phases[(3)],
    - le conducteur neutre est protégé contre les surintensités (voir paragraphe 7.2),
    - la section du conducteur neutre est au moins égale à 16 mm^2 en cuivre ou 25 mm^2 en aluminium.

Influence du schéma des liaisons à la terre

Schéma TN-C

Le schéma TN-C est fortement déconseillé pour une distribution BT avec un risque de circulation de courants harmoniques de rang 3 et le conducteur neutre ne doit pas être coupé, de ce fait il est dimensionné comme un conducteur de protection PE (voir le tableau de la Figure G58 : colonne «Section du conducteur PEN»).

Schéma IT

Il est, en général, déconseillé de distribuer le neutre, c'est-à-dire un schéma triphasé sans neutre est recommandé.
Dans les autres schémas TT, TN-S et IT avec neutre distribué, la règle générale ci-dessus s'applique.

(1) Le taux harmonique de rang 3 en courant est inférieur à 15 %.
(2) La norme CEI 60364 ne considère pas la possibilité d'un conducteur neutre de section supérieure à celle des conducteurs de phase (voir ci-après).
(3) 10 % de puissance nominale est la valeur de déséquilibre de charge admise.

7.2 Protection du conducteur neutre

(cf. **Fig. G64** en page suivante)

Le tableau a été établi en conformité avec les prescriptions de la NF C 15-100 § 4.431.2.

Protection contre les courants de surcharge

Si le conducteur neutre est dimensionné en fonction des prescriptions énoncées au paragraphe 7.1, aucune protection spécifique n'est requise : la protection est assurée par les dispositifs de protection des conducteurs de phase.

Si la section du conducteur neutre est inférieure à celle des phases, une protection contre les courants de surcharge du conducteur neutre doit être installée.

Protection contre les courants de court-circuit

Si la section du conducteur neutre est égale à celle des phases, aucune protection spécifique n'est requise : la protection est assurée par les dispositifs de protection des conducteurs de phase.

Si la section du conducteur neutre est inférieure à celle des phases, une protection contre les courants de court-circuit du conducteur neutre doit être installée.

7.3 Coupure du conducteur neutre

(cf. Fig. G64 en page suivante)

La nécessité de couper le conducteur neutre est relative à la protection des personnes contre les contacts indirects.

En schéma TN-C

Le conducteur neutre (PEN) ne doit jamais être coupé car il est prioritairement un conducteur de protection PE.

En schéma TT, TN-S et IT

Quand le conducteur neutre est coupé, il doit l'être en même temps que les conducteurs de phase. L'appareillage de coupure doit donc être à coupure omnipolaire.

Note : quand le conducteur neutre est spécifiquement protégé (par exemple, en schéma IT à neutre distribué),

- par un disjoncteur, la simultanéité de la coupure est naturelle car la coupure du disjoncteur est omnipolaire,
- par un appareillage à fusible, la fusion du fusible protégeant le conducteur neutre doit entraîner la coupure simultanée des phases : en pratique, le fusible sur le pôle neutre de l'appareillage est muni d'un percuteur qui commande le dispositif d'ouverture des pôles des phases.

7.4 Sectionnement du conducteur neutre

(cf. Fig. G64 en page suivante)

Le conducteur neutre est un câble actif. De ce fait, le conducteur neutre d'un circuit peut être porté à un potentiel dangereux même si les conducteurs de phase sont ouverts-sectionnés.

Pour des raisons sécuritaires, il est recommandé de sectionner le conducteur neutre en même temps que les conducteurs de phase.

	TT	TN-C	TN-S	IT
Monophasée P-N	N	N	N	N (B) ou N
Monophasé 2P	(A) ou		(A) ou	
Triphasé sans neutre 3 fils				
Triphasé avec neutre 4 fils Sn ⩾ Sph	N	N	N	N (B) ou N
Triphasé avec neutre 4 fils Sn < Sph	N		N	N (B) ou N

(A) En schéma TT et TN
si Sn ⩾ Sph, la détection de surintensité dans le conducteur neutre n'est pas nécessaire.
si Sn ⩽ Sph, la détection de surintensité dans le conducteur neutre est nécessaire.
Le dispositif de protection doit couper les conducteurs de phases mais pas nécessairement le conducteur neutre. Il est admis de ne pas installer de détection de surintensité sur le conducteur neutre entre la source et le TGBT.
(B) En schéma IT
La détection de surintensité dans le conducteur neutre est nécessaire
Le dispositif de protection doit couper les conducteurs de phase et neutre.
La détection de surintensité n'est pas nécessaire :

- si le conducteur neutre est protégé contre les courants de court-circuit,
- si le circuit est protégé par un DDR dont le courant différentiel résiduel ⩽ 0,15 fois le courant admissible dans le conducteur neutre.

Fig. G64 : Tableau de choix relatif à la protection du conducteur neutre (d'après CEI 60364-4-2, -4-43 et 5-52)

7.5 Influence des courants harmoniques

Effets des harmoniques de rang 3

Les courants harmoniques sont générés par des charges non-linéaires (plus exactement à impédance non-linéaire) alimentées par le réseau telles que ordinateur, éclairage fluorescent, redresseur, variateur de vitesse, etc. Ces charges peuvent produire d'importants courants harmoniques de rang 3 et multiple de 3 qui s'additionnent dans le conducteur neutre (voir le schéma de la **Figure G63a**).

■ Les courants fondamentaux des trois phases sont déphasés de $2\pi/3$ et donc leur somme vectorielle est nulle (si la charge est équilibrée).

■ Les courants harmoniques de rang 3 des trois phases sont en phase et de ce fait s'additionnent dans le conducteur neutre. Le graphe de la **Figure G63b** montre le facteur de charge du conducteur neutre Ineutre/Iphase en fonction du taux d'harmonique de rang 3.

Le facteur de charge a une valeur maximale de $\sqrt{3}$.

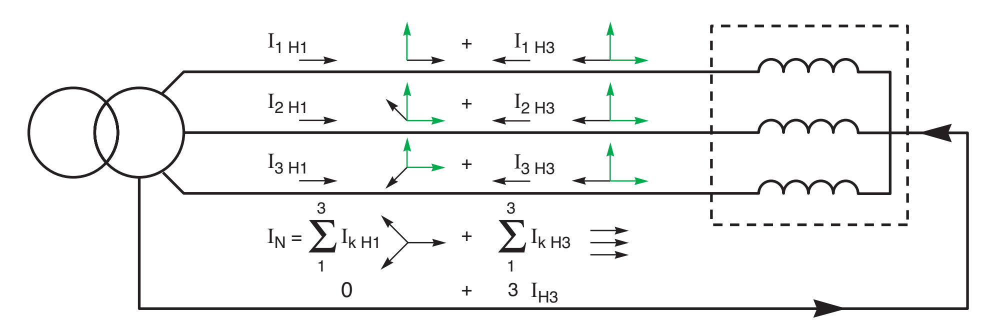


Fig. G63a : Les courants harmoniques de rang 3 s'additionnent dans le conducteur neutre

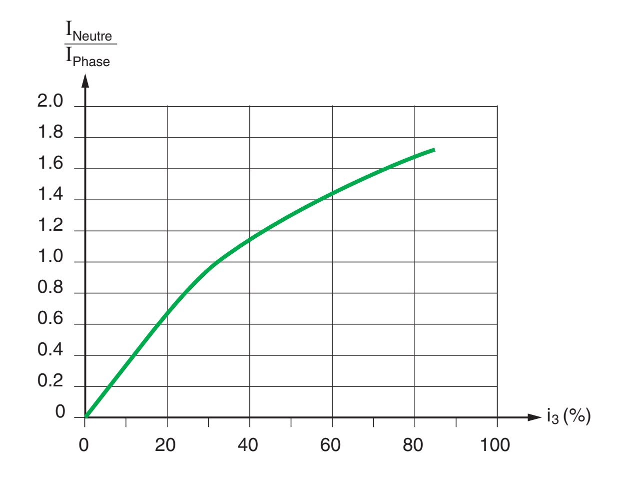


Fig. G63b : Facteur de charge d'un conducteur neutre en fonction du taux de courant harmonique de rang 3

Dimensionnement du circuit en fonction du taux de courant harmonique de rang 3, suivant l'annexe D de la norme CEI 60364-5-54

Les calculs de base pour le choix de la section d'une canalisation sont réalisés en ne considérant que trois conducteurs chargés c'est à dire :

■ en cas de charge équilibrée, il n'y a pas de courant dans le conducteur neutre,

■ en cas de charge déséquilibrée, le courant de déséquilibre dans le conducteur est compensé par la diminution du courant phase.

Or le courant harmonique de rang 3 circulant dans le conducteur neutre n'est pas compensé par une diminution des courants de phase. De ce fait, suivant son niveau (exprimé en % par rapport au courant phase ou TH 3), il est nécessaire de considérer une canalisation à quatre conducteurs chargés ce qui entraîne, de facto, une condition d'échauffement plus contraignante (voir paragraphe 2.1).

L'annexe D de la norme CEI 60364-5-54 considère 4 niveaux significatifs pour le dimensionnement du circuit (voir le tableau de la Figure G63). Les règles de dimensionnement s'appuient sur deux critères : Facteur de correction et le Courant d'emploi I_B du circuit.

Facteur de correction (pour conducteur neutre chargé)

Dans le cas d'un conducteur neutre chargé, un facteur de réduction pour le dimensionnement des conducteurs est nécessaire pour tenir compte d'un niveau de courant harmonique de rang 3 non négligeable circulant dans le conducteur neutre : la valeur de ce facteur est 0,86.
Ce facteur de réduction appliqué au courant admissible dans un câble à trois conducteurs chargés donne le courant admissible du câble à quatre conducteurs chargés.

Courant d'emploi I_B du circuit

Le dimensionnement d'un circuit est fait dans le cas général suivant la valeur du courant d'emploi de la charge, c'est-à-dire du courant de charge des conducteurs de phase I_B.
En présence de courants harmonique de rang 3 importants, les courants dans le conducteur neutre peuvent être supérieurs aux courants dans les conducteurs de phase : dans ce cas, le courant de charge du circuit à considérer est le courant de charge du conducteur neutre (voir le tableau **Figure G63**).
Note : l'annexe D de la norme CEI 60364 -5-54 ne considère que des câbles multiconducteurs (Sphase = Sneutre)

Harmonique de rang 3 dans le courant de phase (%)	Facteur de réduction	
	Choix fondé sur le courant de phase	Choix fondé sur le courant de neutre
0 - 15	1,0	-
15 - 33	0,86	-
33 - 45	-	0,86
> 45	-	1,0

Fig. G63 : Facteur de réduction en cas de courant harmonique de rang 3 dans un réseau triphasé avec neutre (d'après tableau D.52.1 de la CEI 60364-5-52)

Mise en œuvre de ces critères

■ Courant harmonique de rang 3 < 15 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général.

■ 15 % ⩽ courant harmonique de rang 3 < 33 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général en appliquant un facteur de correction supplémentaire (pour neutre chargé) de 0,86.

■ 33 % ⩽ courant harmonique de rang 3 < 45 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé en prenant en compte
□ le courant de charge du conducteur neutre $I_{Bneutre}$,
□ un facteur de correction supplémentaire (pour neutre chargé) de 0,86.

■ Courant harmonique rang 3 ⩾ 45 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé en prenant en compte le courant de charge du neutre $I_{Bneutre}$.

Note : Comme le courant dans le conducteur neutre est supérieur à 135 % (TH 3 > 45 %) de celui des conducteurs de phase, le câble est dimensionné sur la base du conducteur neutre. De ce fait les trois conducteurs de phase ne sont pas complètement chargés : l'échauffement supplémentaire dû au courant dans le conducteur neutre est compensé par la diminution d'échauffement dû à un courant réduit dans les conducteurs de phase. En conséquence, il n'est pas nécessaire de mettre en œuvre un facteur de correction.

Protection du conducteur neutre

Les prescriptions du paragraphe 7.2 s'appliquent en considérant le circuit dimensionné comme ci-dessus.
Afin de protéger les câbles, les fusibles ou les disjoncteurs doivent être dimensionnés en prenant la plus grande des valeurs des courants dans le câble (phases ou neutre).

Sectionnement du conducteur neutre

Les prescriptions des paragraphes 7.3 et 7.4 s'appliquent.



Disjoncteur Compact NSX

Exemples

Soit un circuit triphasé chargé (I = 37 A) alimenté par un câble à quatre conducteurs, isolé au PVC, fixé à une paroi, mode de pose C à mettre en œuvre.
A partir du tableau de la Figure G21a, un câble de 6 mm² à conducteurs en cuivre présente un courant admissible de 40 A et est approprié en cas d'absence d'harmoniques dans le circuit.

■ En cas de présence de 20 % de courant harmonique de rang 3 (voir le tableau de la Figure G63) :
□ le choix se fonde sur le courant de phase 37 A,
□ le taux en courant harmonique de rang 3 est > 15 % donc un facteur de réduction de 0,86 est appliqué.
Le courant admissible devient : 37/0,86 = 43 A.
Pour ce circuit, un câble de 10 mm² est nécessaire.

■ En cas de présence de 40 % de courant harmonique de rang 3 (voir le tableau de la Figure G63) :
□ le choix se base sur le courant de neutre qui est : 37 × 0,4 x 3 = 44,4 A,
□ le taux en courant harmonique de rang 3 est < 45 % donc un facteur de réduction de 0,86 est appliqué.
Le courant admissible devient : 44,4/0,86 = 51,6 A.
Pour ce circuit, un câble de 10 mm² est nécessaire.

■ En cas de présence de 50 % de courant harmonique de rang 3 (voir le tableau de la Figure G63) :
□ le choix se base sur le courant de neutre qui est : 37 × 0,5 x 3 = 55,5 A,
□ le taux en courant harmonique de rang 3 est > 45 % donc aucun facteur de réduction (=1) n'est appliqué.
Le courant admissible est 55,5 A.
Pour ce circuit, un câble de 16 mm² est nécessaire.

7.6 Le conducteur neutre suivant la norme française d'installation

La norme française NF C 15-100 parties 5-52 et 5-54 précise ou modifie les règles énoncées précédemment concernant les points ci-après.

Dimensionnement du conducteur neutre

Règle générale

Le paragraphe § 524.2 de la norme NF C 15-100 introduit dans la règle générale :
■ la possibilité de circulation de courants harmoniques de rang 3 importants dans le réseau,
■ la possibilité d'avoir un conducteur neutre de section supérieure à celle des conducteurs de phase (pour des TH3 > 33 %),
■ la détermination de la section et de la protection dans le cas de circulation de courants harmoniques de rang 3 importants.
Les autres prescriptions sont inchangées.

Influence du schéma des liaisons à la terre

Les mêmes prescriptions s'appliquent.

Influence des courants harmoniques

Le paragraphe § 524.2 de la norme NF C 15-100 considère 3 niveaux significatifs pour le dimensionnement du circuit (voir le tableau de la **Figure Gf2** page suivante).
Les règles de dimensionnement s'appuient sur les deux critères introduits au paragraphe 7.5 mais modifiés comme suit.
■ Facteur de correction (pour conducteur neutre chargé) :
la valeur de ce facteur de correction est 0,84.
■ Courant d'emploi I_B du circuit :
dans le cas de courants harmoniques de rang 3 importants (TH3 > 33 %), le courant de charge du circuit à considérer est :
□ pour un circuit constitué d'un câble multiconducteur : le courant de charge du conducteur neutre $I_{Bneutre}$ égal arbitrairement à 1,45 I_B de la charge (voir le tableau Figure Gf2),
□ pour un circuit constitué de câbles monoconducteurs :
- le courant de charge du conducteur neutre $I_{Bneutre}$ égal arbitrairement à 1,45 I_B de la charge,
- le courant de charge sous conditions[(1)] des conducteurs de phase (voir le tableau Figure Gf2).

(1) Dans ce cas la protection doit être assurée par des dispositifs spécifiques (par exemple disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur OSN). Cela peut représenter un gain économique réel pour des câbles de section importante (⩾ 70 mm²) voir exemple ci-après.

	0 < TH3 ⩽ 15 %	15 % < TH3 ⩽ 33 %(1)	TH3 > 33 %(2)
Circuits monophasés	$S_{neutre} = S_{phase}$	$S_{neutre} = S_{phase}$	$S_{neutre} = S_{phase}$
Circuits triphasés + neutre Câbles multipolaires S_{phase} ⩽ 16 mm^2 Cu ou 25 mm^2 Alu	$S_{neutre} = S_{phase}$	$S_{neutre} = S_{phase}$ Facteur 0,84	$S_{neutre} = S_{phase}$ S_{neutre} déterminante $/_{Bneutre} = 1,45/_{Bphase}$ Facteur 0,84
Circuits triphasés + neutre Câbles multipolaires S_{phase} > 16 mm^2 Cu ou 25 mm^2 Alu	$S_{neutre} = S_{phase}/2$ admis Neutre protégé	$S_{neutre} = S_{phase}$ Facteur 0,84	$S_{neutre} = S_{phase}$ S_{neutre} déterminante $/I_{Bneutre} = 1,45/I_{Bphase}$ Facteur 0,84
Circuits triphasés + neutre Câbles unipolaires S_{phase} > 16 mm^2 Cu ou 25 mm^2 Alu	$S_{neutre} = S_{phase}/2$ admis Neutre protégé	$S_{neutre} = S_{phase}$ Facteur 0,84	$S_{neutre} = S_{phase}$ S_{neutre} déterminante $/I_{Bneutre} = 1,45/I_{Bphase}$ Facteur 0,84

(1) A défaut d'information des constructeurs, circuits d'éclairage alimentant des lampes à décharge dont les tubes fluorescents dans des bureaux, ateliers, grandes surfaces, etc.
(2) A défaut d'information des constructeurs, circuits dédiés à la bureautique, l'informatique, appareils électroniques dans des immeubles de bureaux, centres de calcul, banques, salles de marché, magasins spécialisés, etc.

Fig. Gf2 : Tableau de synthèse : facteur de réduction et courant de charge en cas de courant harmonique de rang 3 dans un réseau triphasé avec neutre (d'après tableau 52 V de la norme NF C 15-100)

Dans le cas de circuits triphasés avec neutre et lorsque le taux de courant harmonique de rang 3 n'est défini ni par l'utilisateur ni par l'application, il est recommandé que le concepteur applique au moins les règles suivantes :
- prévoir une section du conducteur neutre égale à celle des conducteurs de phase (avec un facteur de correction = 0,84),
- protéger le conducteur neutre contre les surintensités,
- ne pas utiliser de conducteur PEN.

Mise en œuvre de ces critères

- Courant harmonique de rang 3 (TH3) < 15 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général.
- 15 % ⩽ courant harmonique de rang 3 (TH3) < 33 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général en appliquant un facteur de correction supplémentaire (pour neutre chargé) de 0,84.
- Courant harmonique de rang 3 (TH3) ⩾ 33 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé en prenant en compte le courant de charge du neutre soit $I_{Bneutre}$ arbitrairement égal à 1,45 I_B phase.
Deux cas d'utilisation sont possibles :
  - circuit constitué d'un câble multiconducteur (soit Sphase = Sneutre) : le câble est dimensionné pour le courant de charge du conducteur neutre,
  - circuit constitué de câbles monoconducteurs : tous les câbles peuvent être dimensionnés pour leur courant de charge sous conditions.

Dans les deux cas, le facteur de correction de 0,84 est à appliquer

Exemple

Soit un circuit triphasé chargé (I_B = 146 A) et alimenté par quatre conducteurs, isolé au PVC à mettre en œuvre (lettre de sélection E). En absence de courant harmonique de rang 3 dans le circuit, le facteur de correction a été calculé égal à 0,74.
1) Le circuit est protégé par un disjoncteur standard (avec une protection du conducteur neutre égale à celle des conducteurs de phase) ou sans protection du conducteur neutre.
Le réglage de la protection Long retard Ir est de 160 A.
En cas de présence de 50 % de courant harmonique de rang 3 :
- le choix se base sur le courant de neutre qui est : 160 (Ir) × 1,45 = 232 A,
- un facteur de réduction supplémentaire est à appliquer : 0,84.

Le courant admissible est de ce fait :
I'z = 232 / 0,74 x 0,84 = 373 A
Pour ce circuit, quatre câbles de 150 mm^2 sont nécessaires (pour les conducteurs neutre et de phase).

2) Le circuit est protégé par un disjoncteur Compact NSX 250 N équipé d'un déclencheur Micrologic 5 (réglage de la protection Long retard (Ir) par pas de 1 A et protection OSN -Over Sized Neutral- intégré).
En cas de présence de 50 % courant harmonique de rang 3 :

- le choix se base sur le courant de neutre qui est : 146 (Ir) × 1,45 = 212 A,
- les conducteurs de phases sont dimensionnés pour leur courant de charge soit 146 A.
- Un facteur de réduction supplémentaire est à appliquer : 0,84.

Le courant admissible est de ce fait :
I'z neutre = 212/ 0,74 x 0,84 = 340 A,
I'z phase = 146/ 0,74 x 0,84 = 234 A
Pour ce circuit,
- un câble de 120 mm^2 est nécessaire pour le conducteur neutre,
- trois câbles de 70 mm^2 sont nécessaires pour les conducteurs de phase.

Donc le choix de la protection OSN procure un gain économique substantiel.

Protection du conducteur neutre

Les prescriptions du paragraphe 7.2 s'appliquent en considérant le circuit dimensionné comme ci-dessus.
Afin de protéger les câbles, les fusibles ou les disjoncteurs doivent être dimensionnés en prenant la plus grande des valeurs des courants transitant dans les conducteurs (phases et neutre) ou, si la protection le permet, spécifiquement pour chaque conducteur selon le courant qui le parcourt (voir l'exemple ci-dessus).

8 Calcul d'une installation suivant la norme française
(NF C 15-100 partie 5-52 et guide UTE C 15-105)

8.1 Généralités

Le logigramme en Figure G1 du paragraphe 1.1 définit la procédure à suivre pour déterminer la section des conducteurs de phase.
La démarche pas à pas se fait de la manière suivante :
■ canalisations non enterrées :
□ détermination de la lettre de sélection du mode de pose,
□ détermination des différents facteurs de correction : mode de pose, température ambiante, groupement, etc,
□ détermination du courant I_z et de la section de la canalisation.
■ canalisations enterrés :
La même démarche est à suivre.
Le dimensionnement du conducteur neutre chargé est indiqué au paragraphe 8.6.

8.2 Choix des canalisations

Les différents modes de pose possibles sont indiqués dans le tableau de la **Figure Gf3** en fonction des différents types de conducteurs ou de câbles.

Conducteurs et câbles	Mode de pose	Sans fixation	Fixation directe	Systèmes de conduits	Goulottes	Chemins de câbles, échelles, tablettes, corbeaux	Sur isolateurs	Câble porteur
Conducteurs nus		N	N	N	N	N	A	N
Conducteurs isolés		N	N	A*	A*	N	A	N
Câbles (y compris câbles armés)	Monoconducteurs	0	A	A	A	A	0	A
	Multiconducteurs	A	A	A	A	A	0	A

A Admis
A* Les conducteurs isolés ne sont admis que si le conduit, conduit-profilé ou goulotte possède le degré de protection IP4X ou IPXXD et que les couvercles de la goulotte nécessitent l'emploi d'un outil pour être retirés.
N Non admis
0 Non applicable ou non utilisé en pratique.

Fig. Gf3 : Tableau de choix des canalisations (d'après 52B de la NF C 15-100)

8.3 Détermination de la section des canalisations non enterrées

Détermination de la lettre de sélection

La lettre de sélection (de B à F) dépend du conducteur utilisé et de son mode de pose.
Les modes de pose sont très nombreux. La NF C 15-100 les a :
■ numérotés,
■ répertoriés dans les tableaux 52C et 52G de la partie 5-52 ;
■ et regroupés sous une lettre de sélection de B à F.

Le tableau de la **Figure Gf4** présente le regroupement des numéros de références et la lettre de sélection correspondante en fonction des modes de pose.

Exemple	Mode de pose (description)	Numéro de référence du mode de pose	Lettre de sélection
Conducteur et câble multiconducteurs	■ sous conduit profilé ou goulotte, en apparent ou encastré ■ sous vide de construction, faux plafond ■ sous caniveau, moulure, plinthe, chambranle	1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A,11, 11A, 12, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31, 31A, 32, 32A, 33, 33A, 34, 34A, 41, 42, 43, 71, 73, 74	B
	■ en apparent contre mur ou plafond ■ sur chemin de câble ou tablettes non perforées	11, 11A, 12, 18	C
Câble multiconducteur ⩾ 0,3 D_e ⩾ 0,3 D_e	■ sur échelles, corbeaux, chemin de câble perforé ■ fixés en apparent, espacés de la paroi ■ câbles suspendus	13,14,16, 17	E
Câble monoconducteur		13,14,16, 17	F

Fig. Gf4 : Lettre de sélection et numéro de référence en fonction du mode de pose et du type de conducteur (d'après tableau 52C et 52G de la norme NF C 15-100)

Détermination du facteur de correction K

Le facteur de correction K caractérise l'influence des différentes conditions de l'installation.
Il s'obtient en multipliant les facteurs de correction K1, K2 et K3
Les valeurs de ces divers facteurs de correction sont données dans les tableaux des **Figures Gf5 à Gf10** ci-après.
Des facteurs de correction plus spécifiques peuvent être à appliquer :
■ facteur fs de symétrie dans le cas des conducteurs en parallèle (paragraphe 8.5 **Figure Gf22**),
■ facteur k_n pour un conducteur neutre chargé (paragraphe 8.6).

Facteur de correction K1 (mode de pose)

Le facteur de correction K1 mesure l'influence du mode de pose.

Lettre de sélection	Mode de pose (description)	Exemple	K1	Numéro de référence du mode de pose
B	Câbles dans des conduits noyés directement dans des matériaux thermiquement isolants		0,70	2
	Conduits noyés dans des matériaux thermiquement isolants		0,77	1
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans les conduits-profilés dans ces vides de construction		0,87	22A, 23A, 24A
	câbles multiconducteurs		0,90	3A, 4A, 5A, 31A, 32A, 33A, 34A, 73A, 24A
	Vides de construction et caniveaux		0,95	21,22, 23, 24, 25, 41
C	Pose sous plafond		0,95	11A, 18
B, C, E, F	Autres cas		1	Tous les autres

Fig. Gf5 : Valeurs du facteur de correction K1 lié aux principaux modes de pose

Facteur de correction K2 (groupement)

Le facteur K2 mesure l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte. Une pose est jointive lorsque L, distance entre deux conducteurs, est inférieure au double du diamètre d'un conducteur.

Le tableau de la **Figure Gf6** indique le facteur de correction pour des circuits ou des câbles disposés sur une seule couche.

Disposition de circuits ou de cables Jointifs	Facteurs de correction – Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs												Lettres de sélection	Numéro de référence Modes de pose
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20		
Enfermés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40	B,C	1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31,31A, 32, 32A, 33, 33A,34, 34A, 41, 42, 43,71
Simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles			C	11, 12
Simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64					11A
Simple couche sur des tablettes perforées	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				E, F	13
Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, treillis soudés etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78					14, 16, 17

Fig. Gf6 : Valeurs du facteur de correction K2 pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs en une couche (d'après le tableau 52N de la norme NF C 15-100)

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, il faut appliquer en plus le facteur de correction suivant (facteur multiplicatif de K2)

Nombre de couches	2	3	4 ou 5	6 à 8	9 et plus
Coefficient	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

Fig. Gf7 : Facteurs multiplicatifs de K2 pour pose en plusieurs couches (d'après le tableau 52O de la norme NF C 15-100)

Lorsque des conduits ou des fourreaux sont groupés de façon jointive, les courants admissibles dans les conducteurs posés dans ces conduits ou fourreaux sont réduits en appliquant les facteurs de correction indiqués, suivant le cas, dans les tableaux des **Figures Gf8** et **Gf9**.

Nombre de conduits disposés verticalement	Nombre de conduits disposés horizontalement					
	1	2	3	4	5	6
1	1	0,94	0,91	0,88	0,87	0,86
2	0,92	0,87	0,84	0,81	0,80	0,79
3	0,85	0,81	0,78	0,76	0,75	0,74
4	0,82	0,78	0,74	0,73	0,72	0,72
5	0,80	0,76	0,72	0,71	0,70	0,70
6	0,79	0,75	0,71	0,70	0,69	0,68

Fig. Gf8 : Facteurs multiplicatifs de K2 en fonction du nombre de conduits dans l'air et de leur disposition (d'après le tableau 52P de la norme NF C 15-100)

Nombre de conduits disposés verticalement	Nombre de conduits disposés horizontalement					
	1	2	3	4	5	6
1	1	0,87	0,77	0,72	0,68	0,65
2	0,87	0,71	0,62	0,57	0,53	0,50
3	0,77	0,62	0,53	0,48	0,45	0,42
4	0,72	0,57	0,48	0,44	0,40	0,38
5	0,68	0,53	0,45	0,40	0,37	0,35
6	0,65	0,50	0,42	0,38	0,35	0,32

Fig. Gf9 : Facteurs multiplicatifs de K2 en fonction du nombre de conduits noyés dans le béton et de leur disposition (d'après le tableau 52Q de la norme NF C 15-100)

Facteur de correction K3 (influence de la température)

Le facteur K3 mesure l'influence de la température suivant la nature de l'isolant.
Le tableau de la **Figure Gf10** indique les valeurs de K3 pour des canalisations placées dans un environnement de température ambiante différente de 30 °C.

Température ambiante (°C)	Élastomère (Caoutchouc)	Isolation	
		PVC	PR / EPR
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	1,04
35	0,93	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71
65	-	-	0,65
70	-	-	0,58
75	-	-	0,50
80	-	-	0,41
85	-	-	-
90	-	-	-
95	-	-	-

Fig. Gf10 : Valeurs du facteur de correction K3 pour les températures ambiantes différentes de 30 °C (d'après le tableau 52K de la norme NF C 15-100)

Exemple 1

Un câble triphasé isolé en PR (Polyéthylène réticulé) est tiré sur un chemin de câbles perforé, jointif avec trois autre circuits constitués (cf. **Fig. Gf11**) :
- d'un câble triphasé (1er circuit),
- de trois câbles monoconducteurs (2ème circuit),
- de six câbles monoconducteurs (3ème circuit) : ce dernier circuit est constitué de deux conducteurs par phase.

La température ambiante est 40 °C.
Quel est le facteur de correction K ?

Pour le calcul il faut considérer pour les facteurs K1, K2 et K3 :
- mode de pose : la lettre de sélection est E,
- groupement : le nombre de circuits à considéré est 5 :
  - 1 pour le circuit concerné,
  - 1 pour le 1er circuit,
  - 1 pour le 2ème circuit,
  - 2 pour le 3ème circuit (câbles en parallèle avec une 2ème correction (plusieurs couches).

1 2 4 3
θa = 40 °C PR

Fig. Gf11 : Exemple de détermination de K1, K2 et K3

■ température : la température est > 30 °C.
D'où le calcul des différents facteurs de correction :
K1 donné par le tableau de la Figure Gf5 : K1 =1
K2 donné par les tableaux des Figures Gf6 et Gf8 : K2 = 0,75
K3 donné par le tableau de la Figure Gf10 : K3 = 0,91
K = K1 x K2 x K3 = 1 x 0,75 x 0,91 = 0,68

Détermination de la section minimale

L'exploitation du facteur de correction K permet de calculer l'intensité admissible fictive (ou corrigée) I'z à partir de l'intensité admissible Iz de la canalisation :
I'z = Iz/K
La section de la canalisation est indiquée dans le tableau de la **Figure Gf12** par lecture directe :
■ Le choix de la colonne est réalisé à partir du mode de pose (lettre de sélection) et des caractéristiques de la canalisation (isolant, nombre de conducteurs chargés),
■ Le choix de la ligne est réalisé à partir de la valeur ⩾ I'z dans la colonne du tableau correspondant à la nature de l'âme du conducteur (cuivre ou aluminium).

		Isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)										
		Caoutchouc ou PVC			**Butyle ou PR ou éthylène PR**							
Lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2				B	lettre de sélection
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2			C	
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2		E	
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2	F	
Section cuivre (mm²)	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26		1,5	section cuivre (mm²)
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36		2,5	
	4	28	32	34	36	40	42	45	49		4	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63		6	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86		10	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115		16	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161	25	
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200	35	
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242	50	
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310	70	
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377	95	
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437	120	
	150		299	319	344	371	395	441	473	504	150	
	185		341	364	392	424	450	506	542	575	185	
	240		403	430	461	500	538	599	641	679	240	
	300		464	497	530	576	621	693	741	783	300	
	400					656	754	825		940	400	
	500					749	868	946		1083	500	
	630					855	1005	1088		1254	630	
Section aluminium (mm²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28		2,5	section aluminium (mm²)
	4	22	25	26	28	31	33	35	38		4	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49		6	
	10	39	44	46	49	54	59	62	67		10	
	16	53	59	61	66	73	79	84	91		16	
	25	70	73	78	83	90	98	101	108	121	25	
	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150	35	
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184	50	
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237	70	
	95	161	170	183	195	211	235	241	257	289	95	
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337	120	
	150		227	245	261	283	316	324	346	389	150	
	185		259	280	298	323	363	371	397	447	185	
	240		305	330	352	382	430	439	470	530	240	
	300		351	381	406	440	497	508	543	613	300	
	400					526	600	663		740	400	
	500					610	694	770		856	500	
	630					711	808	899		996	630	

Fig. Gf12 : Cas d'une canalisation non enterrée - Détermination de la section minimale en fonction de la lettre de sélection, du type de conducteur et de l'intensité admissible fictive I'z

Exemple 2

A partir de l'exemple 1 : le courant d'emploi I_B du circuit considéré est 23 A.

■ Solution disjoncteur

□ calcul du courant admissible fictif (ou corrigé) I'z :
Le courant In considéré est In = 25 A, d'où le courant admissible Iz = 25 A,
Le courant admissible fictif est déduit de Iz et du facteur K précédemment calculé (K = 0,68) soit :
I'z = 25/0,68 = 36,8 A

□ Section de la canalisation (tableau de la Figure Gf12) :
Le choix de la colonne se fait à partir du mode pose E et des caractéristiques de la canalisation : PR3 = isolant PR et 3 conducteurs chargés,
La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne ⩾ 36, 8 A :
- 42 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 4 mm² (lue dans la ligne),
- 43 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 6 mm² (lue dans la ligne).

■ Solution appareillage à fusibles

□ calcul du courant admissible I'z :
Le courant In considéré est In = 25 A, d'où le courant admissible Iz par application du coefficient k_3 (voir paragraphe 1.3), Iz = 1,21 x 25 = 30,3 A,
Le courant admissible fictif est déduit de Iz et du facteur K précédemment calculé (K = 0,68) soit :
I'z = 30,3/0,68 = 40,6 A

□ Section de la canalisation (tableau de la Figure Gf12)
Le choix de la colonne se fait à partir du mode pose E et des caractéristiques de la canalisation : PR3 = isolant PR et 3 conducteurs chargés,
La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne ⩾ 40,6 A :
- 54 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 6 mm² (lue dans la ligne),
- 59 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 10 mm² (lue dans la ligne).

8.4 Détermination de la section des canalisations enterrées

La démarche de calcul est identique à celle des canalisations non enterrées.

Détermination de la lettre de sélection

La NF C 15-100 a groupé les trois modes de pose sous la lettre de sélection D.
Le tableau de la **Figure Gf13** ci-après présente le regroupement des méthodes correspondant à la lettre de sélection D en fonction des modes de pose.

Exemple	Mode de pose (description)	Numéro de référence du mode de pose	Lettre de sélection
Conducteur et câble multiconducteurs	■ sous conduit, fourreaux, profilé ■ avec ou sans protection mécanique	61, 62, 63	D

Fig. Gf13 : Numéros de référence en fonction du mode de pose et du type de conducteur pour la lettre de sélection D (d'après tableau 52C et 52G de la norme NF C 15-100)

Détermination du facteur de correction K

Il s'obtient en multipliant les facteurs de correction K4, K5, K6 et K7.
Les valeurs de ces divers facteurs de correction sont données dans les tableaux des **Figures Gf14 à Gf18** ci-après.
Des facteurs de correction plus spécifiques peuvent être à appliquer :

- facteur k_s de symétrie dans le cas des conducteurs en parallèle (paragraphe 8.5 Figure Gf22),
- facteur k_n pour conducteur neutre chargé (paragraphe 8.6).

Facteur de correction K4 (mode de pose)

Le facteur de correction K4 mesure l'influence du mode de pose.

Lettre de sélection	Mode de pose (description)	K4	Numéro de référence du mode de pose
D	pose sous foureaux, conduits ou profilés	0,80	61
	autres cas	1	62, 63

Fig. Gf14 : Facteur de correction K4 lié aux modes de pose

Facteur de correction K5 (groupement)

Le facteur K5 mesure l'influence mutuelle des circuits (ou des conduits) placés côte à côte.
Les tableaux des **Figures Gf15 à Gf17** indiquent les facteurs de correction (facteurs multiplicatifs de K5).

Le tableau de la Figure Gf15 indique le facteur de correction à appliquer aux circuits ou câbles cheminant dans un même conduit enterré (Mode de pose : 61, méthode de référence : D).

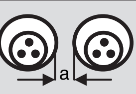
Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1,00	0,71	0,58	0,5	0,45	0,41	0,38	0,35	0,33	0,29	0,25	0,22

Fig. Gf15 : Facteurs multiplicatifs de K5 dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré - mode de pose 61 - (d'après le tableau 52T de la norme NF C 15-100)

Le tableau de la **Figure Gf16** indique le facteur de correction à appliquer aux circuits ou câbles d'un conduit enterré cheminant avec d'autres conduits (Mode de pose : 61, méthode de référence : D).

Distance entre conduits (a)				
Nombre de conduits	Nulle (Conduits jointifs)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,87	0,93	0,95	0,97
3	0,77	0,87	0,91	0,95
4	0,72	0,84	0,89	0,94
5	0,68	0,81	0,87	0,93
6	0,65	0,79	0,86	0,93

Câbles multiconducteurs :



Câbles monoconducteurs :

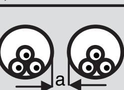
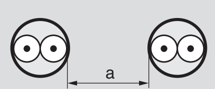


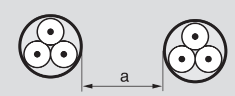
Fig. Gf16 : Facteurs multiplicatifs de K5 pour conduits enterrés disposés horizontalement ou verticalement à raison d'un câble ou d'un groupement de 3 câbles monoconducteurs par conduit - mode de pose 61 - (d'après le tableau 52S de la norme NF C 15-100)

Le tableau de la **Figure Gf17** indique le facteur de correction à appliquer aux circuits ou câbles directement enterrés dans le sol cheminant avec d'autres circuits (Mode de pose : 62 et 63, méthode de référence : D).

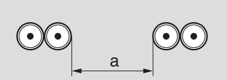
Distance entre conduits (a)					
Nombre de conduits	Nulle (Conduits jointifs)	Un diamètre de câble	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,76	0,79	0,84	0,88	0,92
3	0,64	0,67	0,74	0,79	0,85
4	0,57	0,61	0,69	0,75	0,82
5	0,52	0,56	0,65	0,71	0,80
6	0,49	0,53	0,60	0,69	0,78

Câbles multiconducteurs :





Câbles monoconducteurs :



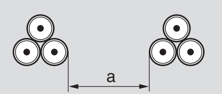


Fig. Gf17 : Facteurs multiplicatifs de K5 pour le groupement de plusieurs câbles directement enterrés dans le sol. Câbles monoconducteurs ou multiconducteurs disposés horizontalement ou verticalement – mode de pose 62 et 63 (d'après le tableau 52R de la norme NF C 15-100)

Facteur de correction K6 (résistivité thermique du sol)

Les courants admissibles indiqués dans les différents tableaux pour les câbles directement enterrés correspondent à une résistivité thermique du sol de 1 K.m/W. Dans les emplacements où la résistivité thermique du sol est différente de 1 K.m/W, les courants admissibles sont à multiplier par les facteurs de correction du tableau de la **Figure Gf18** choisis selon les caractéristiques du voisinage immédiat.

Résistivité thermique du terrain (K.m/W)	Facteur de correction	Observations			
		Humidité	Nature du terrain		
0,40	1,25	Pose immergée	Marécages Sable		
0,50	1,21	Terrains très humides			
0,70	1,13	Terrains humides		Argile et calcaire	
0,85	1,05	Terrain dit normal			
1,00	1	Terrain sec			
1,20	0,94				Cendres et mâchefer
1,50	0,86	Terrain très sec			
2,00	0,76				
2,50	0,70				
3,00	0,65				

Fig. Gf18 : Valeurs du facteur de correction K pour les câbles enterrés en fonction de la résistivité thermique du sol (d'après le tableau 52M de la norme NF C 15-100)

Facteur de correction K7 (influence de la température)

Le facteur K7 mesure l'influence de la température suivant la nature de l'isolant.
Le tableau de la **Figure Gf19** indique le facteur de correction pour des canalisations placées dans un environnement de température du sol de 20 °C.

Température du sol (°C)	Isolation	
	PVC	PR / EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,79	0,80
50	0,71	0,76
55	0,63	0,71
60	0,55	0,65
65	0,45	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Fig. Gf19 : Valeurs du facteur de correction K7 pour des températures du sol différentes de 20 °C

Exemple 3

Un circuit monophasé isolé en PVC chemine dans un conduit contenant quatre autres circuits chargés. La température du sol est 20 °C (cf. **Fig. Gf20**).
Quel est le facteur de correction K ?

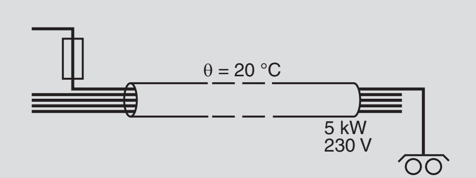


Fig. Gf20 : Exemple de détermination de K4, K5, K6 et K7

Pour le calcul il faut considérer pour les facteurs K4, K5, K6 et K7 :
- Mode pose : le mode de pose à considérer est câbles sous conduit 61.
- Groupement : le nombre de circuit à considérer est cinq dans un seul conduit enterré.
- Nature du sol : pas d'influence (les conducteurs sont sous conduit).
- Température : la température du sol est 20 °C (= température de référence).

D'où le calcul des différents facteurs de correction :
K4 donné par le tableau de la Figure Gf14 : K4 = 0,8
K5 donné par le tableau de la Figure Gf15 : K5 = 0,45
K6 pas d'incidence : K6 = 1
K7 température de référence : K7 = 1
K = K4 x K5 x K6 x K7 = 0,8 x 0,45 x 1 x 1 = 0,36

Détermination de la section minimale

L'exploitation du facteur de correction K permet de calculer l'intensité admissible fictive (ou corrigée) I'z à partir de l'intensité admissible Iz de la canalisation (voir paragraphe 2.2) :
I'z = Iz/K
La section de la canalisation est indiquée dans le tableau de la **Figure Gf21** par lecture directe :
- Le choix de la colonne est réalisé à partir des caractéristiques de la canalisation (isolant , nombre de conducteurs chargés),
- Le choix de la ligne est réalisé à partir de la valeur ⩾ I'z dans la colonne du tableau correspondant à la nature de l'âme du conducteur (cuivre ou aluminium).

		Isolant et nombre de conducteurs chargés			
		Caoutchouc ou PVC		Butyle ou PR ou éthylène PR	
		3 conducteurs	2 conducteurs	3 conducteurs	2 conducteurs
Sections cuivre (mm²)	1,5	26	32	31	37
	2,5	34	42	41	48
	4	44	54	53	63
	6	56	67	66	80
	10	74	90	87	104
	16	96	116	113	136
	25	123	148	144	173
	35	147	178	174	208
	50	174	211	206	247
	70	216	261	254	304
	95	256	308	301	360
	120	290	351	343	410
	150	328	397	387	463
	185	367	445	434	518
	240	424	514	501	598
	300	480	581	565	677
Sections aluminium (mm²)	10	57	68	67	80
	16	74	88	87	104
	25	94	114	111	133
	35	114	137	134	160
	50	134	161	160	188
	70	167	200	197	233
	95	197	237	234	275
	120	224	270	266	314
	150	254	304	300	359
	185	285	343	337	398
	240	328	396	388	458
	300	371	447	440	520

Fig. Gf21 : Cas d'une canalisation enterrée - Détermination de la section minimale en fonction de la lettre de sélection, du type de conducteur et de l'intensité admissible fictive I'z (d'après le tableau 52J de la norme NF C 15-100)

Exemple 4

A partir de l'exemple 3 : le circuit considéré (monophasé), protégé par un disjoncteur, alimente 5 kW d'éclairage en 230 V.
Le courant d'emploi I_B du circuit est :
I_B = 5000/ 230 = 22 A

■ Calcul du courant admissible I'z :
Le courant In juste supérieur est In = 25 A, d'où le courant admissible Iz = 25 A,
Le courant admissible fictif est déduit de Iz et du facteur K précédemment calculé (K = 0,36) soit :
I'z = 25/0,36 = 69,4 A

■ Section de la canalisation (tableau de la Figure Gf21) :
Le choix de la colonne se fait à partir des caractéristiques de la canalisation : PVC, 2 conducteurs (PV2).
La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne ⩾ 69,4 A :
- 90 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 10 mm² (lue dans la ligne),
- 88 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 16 mm² (lue dans la ligne).

Note : les valeurs 67 pour les conducteurs en cuivre et 68 pour les conducteurs en aluminium, bien que plus faibles, peuvent être retenues car la différence des valeurs est < 5%.

8.5 Câbles en parallèle

Les conducteurs de même section, de même longueur et de même type peuvent être utilisés en parallèle. Leur nombre ne doit pas dépasser quatre. Au delà, les canalisations préfabriquées doivent être mise en œuvre.
Deux facteurs de correction doivent être pris en compte.

Facteur de symétrie : fs

Les dispositions symétriques recommandées sont représentées dans la **Figure Gf22** pour deux câbles et quatre câbles en parallèle :
- dans ces deux cas, le facteur de symétrie est fs = 1,
- dans les autres cas, le facteur de symétrie est fs = 0,8.

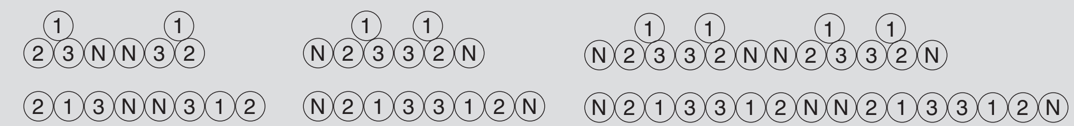


Fig. Gf22 : Dispositions symétriques pour deux câbles et quatre câbles par phase (avec ou sans câble neutre)

Facteur lié au nombre de câbles en parallèle

En fait il s'agit du facteur de groupement (K2 ou K5) : l'application du coefficient de symétrie fs ne dispense pas de la prise en compte du groupement. Ainsi, lorsqu'un circuit est constitué de plusieurs câbles monoconducteurs par phase, il y a lieu de prendre en compte autant de circuits que de câbles par phase.

Détermination de la section

Le courant maximum admissible fictif I'z de chaque conducteur est obtenu à partir du courant d'emploi de la canalisation Iz en tenant compte du facteur de symétrie et du facteur de groupement soit :

$$I'z \geqslant = \frac{Iz}{n \, . \, f \, . \, fs}$$

avec
n = nombre de câbles en parallèle,
f = effets d'échauffement,
fs = facteur de symétrie.

Détermination de la protection des câbles

La protection contre les courants de surcharge et de court-circuit est identique à celle à réaliser pour un circuit à seul câble parcouru par la même intensité Iz
Les précautions suivantes doivent être prises pour éviter le risque de court-circuit entre des câbles en parallèle :
- le renforcement de la protection mécanique et de celle contre l'humidité,
- le cheminement des câbles doit être tel que les câbles ne soient jamais à proximité de matériaux combustibles.

8.6 Détermination de la section dans le cas d'un conducteur neutre chargé

La considération d'un conducteur neutre chargé est liée à la circulation de courants harmoniques de rang 3. L'étude détaillée des effets de ces courants et de l'impact sur le conducteur neutre est réalisée au paragraphe 7.6.
Un facteur de correction k_n est égal à 0,84 est à appliquer à partir d'un taux de courant harmonique de rang 3 en courant (TH 3) > 15 %.

8.7 Informations complémentaires

Conditions normales d'exploitation

Le courant transporté par tout conducteur pendant des périodes prolongées en fonctionnement normal doit être tel que la température maximale de fonctionnement ne soit pas supérieure à la valeur appropriée spécifiée dans le tableau de la **Figure Gf23**.
Note : le courant admissible fictif calculé avec les facteurs de correction permet de respecter cette condition.

Type d'isolation	Température maximale de fonctionnement des conducteurs (sources : normes NF C 32-300 et NF C 32-301)
Polychlorure de vinyle (PVC)	70 °C
Polyéthylène réticulé (PR) et éthylène-propylène (EPR)	90 °C

Fig. Gf23 : Températures maximales de fonctionnement pour les isolations (d'après le tableau 52F de la norme NF C 15-100)

Facteurs de correction supplémentaires

Risque d'explosion

Un facteur de correction supplémentaire de 0,85 est à appliquer dans les emplacements à risque d'explosion classés dans les conditions d'influence externe BE3 : présence de matière explosive ou ayant un point d'éclair bas y compris les poussières explosives. Les emplacements concernés sont, par exemples, les raffineries, les sites de stockage d'hydrocarbure, les silos à grains.

Température ambiante

Les facteurs de correction du tableau de la Figure Gf10 ne tiennent pas compte de l'augmentation éventuelle de température due au rayonnement solaire.
Un facteur de correction de 0,85 est à appliquer lorsque les câbles ou conducteurs sont soumis à un tel rayonnement.

Note : lorsque des canalisations électriques sont encastrées dans des parois comportant des éléments chauffants, il est généralement nécessaire de réduire les courants admissibles en appliquant les facteurs de correction du tableau de la Figure Gf10.

Tolérance sur la détermination de la section des conducteurs

Une tolérance de 5 % est admise sur les valeurs de courants admissibles lors du choix de la section des conducteurs.
Par exemple, dans l'exemple 3 page G59, si la température du sol est de 25 °C, le courant admissible fictif devient 54,9 A. La section de 4 mm2 est acceptable puisqu'elle admet un courant admissible de 54 A (écart de courant admissible < 5 %).

Conducteurs faiblement chargés

Canalisation non enterrée :

Pour l'application du tableau de la Figure Gf8, il n'y a pas lieu de tenir compte des circuits dont le courant d'emploi n'est pas supérieur à :
- 30 % du courant admissible dans les conditions de pose pour les méthodes de référence B,
- 70 % du courant admissible dans les conditions de pose pour les méthodes de référence C, E et F.

Canalisation enterrée (méthode de référence D) :

Pour l'application du tableau de la Figure Gf15, il n'y a pas lieu de tenir compte des circuits dont le courant d'emploi n'est pas supérieur à 30 % du courant admissible.
Il en est ainsi par exemple des conducteurs prévus pour transporter un courant nettement inférieur au courant admissible pour des raisons de chute de tension ou de protection contre les contacts indirects.
De même, il n'est pas tenu compte des conducteurs utilisés pour des circuits de commande, de signalisation ou analogues.

9 Exemple de calcul d'une installation

Présentation de l'installation (cf. **Fig. G64**)

L'installation est alimentée par un transformateur de 630 kVA. Le process exige un haut niveau de continuité d'alimentation en énergie et une partie de l'installation peut être alimentée par un groupe de remplacement de 250 kVA. L'exploitation est en schéma TN-S, exceptée pour les charges les plus critiques qui sont alimentées via un transformateur d'isolement et une configuration aval en schéma IT.

La **figure G64** ci-dessous représente le schéma de principe de cette installation. Le tableau de la **figure G65** donne les résultats des calculs pour le circuit à partir du transformateur T1 jusqu'au câble C7. Cette étude a été réalisée à l'aide du logiciel Ecodial 3.4. Ecodial est un produit Schneider-Electric.

L'exemple est suivi du même calcul réalisé par la méthode simplifiée décrite dans ce guide.

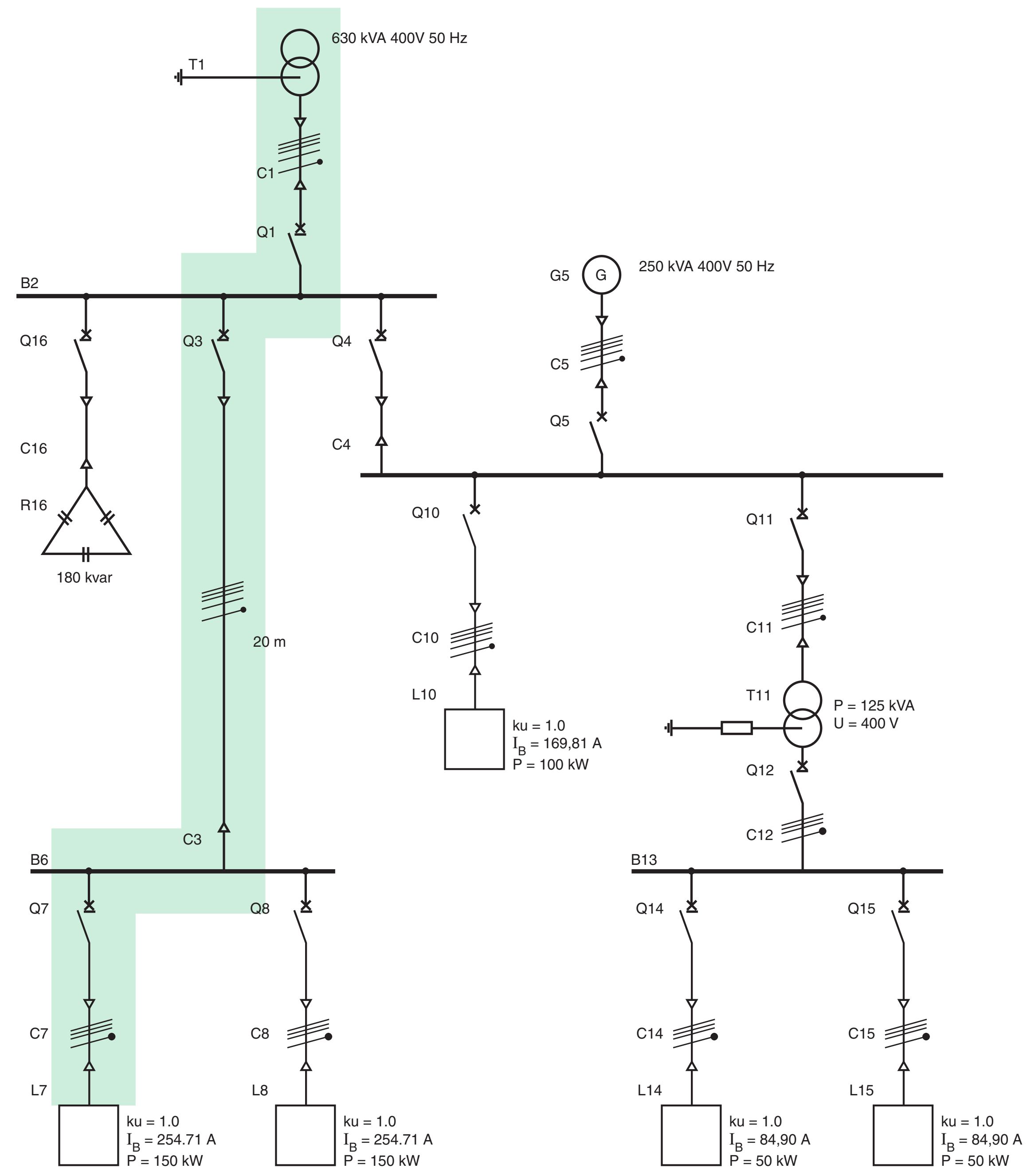


Fig. G64 : Schéma unifilaire de l'application

9.1 Calcul de l'installation en utilisant le logiciel Ecodial 3.4

Caractéristiques générales du réseau	
Schéma de terre	TN-S
Neutre distribué	Non
Tension (V)	400
Fréquence (Hz)	50
Puissance de court-circuit amont (MVA)	500
Résistance réseau MT (mΩ)	0,0351
Réactance réseau MT (mΩ)	0,351
Transformateur 1	
Puissance (kVA)	630
Tension de court-circuit (%)	4
Résistance transformateur RT (mΩ)	3,472
Réactance du transformateur XT (mΩ)	10,64
Courant de court-circuit triphasé Ik_3 (kA)	21,54
Câble C1	
Longueur (m)	5
Courant de charge maximum (A)	860
Type d'isolant	PVC
Température ambiante (°C)	30
Nature du conducteur	Cuivre
Monoconducteur ou multiconducteur	Mono
Méthode de référence	F
Nombre de circuits à proximité	1
Section phase sélectionnée csa (mm²)	2 x 240
Section neutre sélectionnée csa (mm²)	2 x 240
Conducteur de protection sélectionnée csa (mm²)	1 x 120
Chute de tension ΔU (%)	0,122
Courant de court-circuit triphasé Ik_3 (kA)	21,5
Courant de défaut phase-terre Id (kA)	15,9
Disjoncteur Q1	
Courant de charge (A)	860
Type	Compact
Référence	NS 1000N
Courant nominal (A)	1000
Nombre de pôles et de pôles protégés	4P4d
Déclencheur	Micrologic 5.0
Seuil de déclenchement long retard (A)	900
Seuil de déclenchement court retard (A)	9000
Temps de déclenchement (ms)	50
Jeu de barre B2	
Référence	Linergy 1250
Courant de charge (A)	1050
Disjoncteur Q3	
Courant de charge (A)	509
Type	Compact
Référence	NSX630F
Courant nominal (A)	630
Nombre de pôles et de pôles protégés	4P4d
Déclencheur	Micrologic 2,3
Seuil de déclenchement long retard (A)	510
Seuil de déclenchement court retard (A)	5100
Cable C3	
Longueur	20
Courant de charge maximum (A)	509
Type d'isolant	PVC
Température ambiante (°C)	30
Nature du conducteur	Cuivre
Monoconducteur ou multiconducteur	Mono
Méthode de référence	F
Section phase sélectionnée csa (mm²)	2 x 95
Section neutre sélectionnée csa (mm²)	2 x 95
Conducteur de protection sélectionnée csa (mm²)	1 x 95
Chute de tension ΔU (%)	0,53
Chute totale de tension ΔU (%)	0,65
Courant de court circuit triphasé Ik3 (kA)	19,1
Courant de défaut phase-terre Id (kA)	11,5
Jeu de barre B6	
Référence	Linergy 800
Courant de charge (A)	750
Disjoncteur Q7	
Courant de charge (A)	255
Type	Compact
Référence	NSX400F
Courant nominal (A)	400
Nombre de pôles et de pôles protégés	3P3d
Déclencheur	Micrologic 2.3
Seuil de déclenchement long retard (A)	258
Seuil de déclenchement court retard (A)	2576
Cable C7	
Longueur (m)	5
Courant de charge maximum (A)	255
Type d'isolant	PVC
Température ambiante (°C)	30
Nature du conducteur	Cuivre
Monoconducteur ou multiconducteur	Mono
Méthode de référence	F
Section phase sélectionnée csa (mm²)	1 x 95
Section neutre sélectionnée csa (mm²)	-
Conducteur de protection sélectionnée csa (mm²)	1 x 50
Chute de tension ΔU (%)	0,14
Chute totale de tension ΔU (%)	0,79
Courant de court circuit triphasé Ik^3 (kA)	18,0
Courant de défaut phase-terre Id (kA)	10,0

Fig. G65 : Résultats partiels des calculs de l'installation réalisée par le logiciel Ecodial 3.4 (Schneider Electric)

9.2 Calcul de l'installation en utilisant la méthode simplifiée recommandée dans ce guide

Dimensionnement du circuit C1

Le transformateur MT/BT a une tension à vide nominale de 420 V. Le courant maximale dans le circuit C1 est de ce fait égal à :

$$I_B = \frac{630 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 420} = 866 \text{ A par phase}$$

Deux câbles monoconducteurs en cuivre isolé au PVC en parallèle sont utilisés pour chaque phase. Ces câbles sont placés sur des tablettes perforées suivant la méthode de référence F.

Chaque conducteur a un courant de 433 A. Le tableau de la figure G21a indique que pour 3 conducteurs chargés, le c.s.a requis est 240mm².

La résistance et la réactance, pour 2 les conducteurs en parallèle, pour une longueur de 5 mètres sont :

$R = \frac{22,5 \times 5}{240 \times 2} = 0,23\ m\Omega$ (la résistance linéique des câbles est : 22,5 mΩ.mm²/m)

X = 0,08 x 5 = 0,4 mΩ (la réactance linéique des câbles est : 0,08 mΩ/m)

■ **Dimensionnement du circuit C3**

Le circuit C3 alimente 2 charges de 150W d'un cos φ= 0.85, le courant total est donc de :

$$I_B = \frac{300 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 509\ A$$

Deux câbles monoconducteurs en cuivre isolé au PVC en parallèle sont utilisés pour chaque phase. Ces câbles sont placés sur des tablettes perforées suivant la méthode de référence F.

Chaque conducteur a un courant de 255 A. Le tableau de la figure G21a indiqué que pour 3 conducteurs chargés, le c.s.a requis est 95mm².

La résistance et la réactance, pour les 2 conducteurs en parallèle, pour une longueur de 20 mètres sont :

$R = \frac{22,5 \times 20}{95 \times 2} = 2,37\ m\Omega$ (la résistance linéique des câbles est : 22,5 mΩ.mm²/m)

X = 0,08 x 20 = 1,6 mΩ (la réactance linéique des câbles est : 0.08 mΩ/m)

■ **Dimensionnement du circuit C7**

Le circuit C7 alimente une charge de 150 kW avec un cos φ = 0.85, le courant total est donc de :

$$I_B = \frac{150 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 255\ A$$

Un câble monoconducteur en cuivre isolé au PVC est utilisé pour chaque phase. Ces câbles sont placés sur des tablettes perforées suivant la méthode de référence F.

Chaque conducteur a un courant de 255 A. Le tableau de la figure G21a indique que pour 3 conducteurs chargés, le c.s.a requis est 95mm².

La résistance et la réactance pour une longueur de 20 mètres sont :

$R = \frac{22,5 \times 5}{95} = 1,18\ m\Omega$ (la résistance linéique des câbles est : 22.5 mΩ.mm2/m)

X = 0,08 x 5 = 0,4 mΩ (la réactance linéique des câbles est : 0.08 mΩ/m)

■ **Calcul des courants de court-circuit pour le choix des disjoncteurs Q1,Q3,Q7 (voir Fig G66)**

Composants	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)	Ikmax (kA)
Réseau amont Puissance de court-circuit 500 MVA	0,035	0,351		
Transformateur 630 kVA 4%	2,9	10,8		
Câble C1	0,23	0,4		
Sous-total	**3,16**	**11,55**	**11,97**	**20,2**
Câble C3	2,37	1,6		
Sous-total	**5,53**	**13,15**	**14,26**	**17**
Câble C7	1,18	0,4		
Sous-total	**6,71**	**13,55**	**15,12**	**16**

Fig. G66 : Exemple d'évaluation des courants de court-circuit

9 Exemple de calcul d'une installation

Conducteur de protection PE

En utilisant la méthode adiabatique, le minimum c.s.a pour le conducteur de protection PE peut être calculé en utilisant la formule donnée dans le tableau de la figure G58 :

$$S_{PE}=\frac{\sqrt{I^2.t}}{k}$$

Pour le circuit C1, I = 20.2 kA et k = 143.

t est le temps maximum pour la protection MT, e.g 0.5 s

cela donne :

$$S_{PE}=\frac{\sqrt{I^2.t}}{k}=\frac{20200\times\sqrt{0,5}}{143}=100\ mm^2$$

Un conducteur unique dimensionné à 120 mm² pour d'autres raisons (protections des personnes contre les contacts indirects) est largement suffisant.

En général, pour des circuits avec des conducteurs de phase dont le c.s.a $S_{ph} \geq 50$ mm², le c.s.a. minimum pour le conducteur de protection PE sera de S_{ph} / 2. Donc pour le circuit C3, le conducteur de protection sera de 95mm² et pour le circuit C7, il sera de 50mm².

Protection contre les contacts indirects

Pour le circuit C3 (Fig. G64), la formule indiquée dans le chapitre F peut être utilisée :

La longueur maxi est :

$$L_{max}=\frac{0,8 \text{ x } U_0 \text{ x } S_{ph}}{\rho \text{ x } (1+m) \text{ x } I_a}$$

$$L_{max}=\frac{0,8 \text{ x } 230 \text{ x } 2 \text{ x } 95}{22,5 \text{ x } 10^{-3} \text{ x } (1+2) \text{ x } 630 \text{ x } 11}=75\ m$$

(The value in the denominator 630 x 11 is the maximum current level at which the instantaneous short-circuit magnetic trip of the 630 A circuit-breaker operates).

Chute de tension

La chute de tension est calculée en utilisant les données de la Figure G28. Pour un circuit triphasé équilibré en service normal (cosφ = 0.8)
Les résultats sont résumés dans la **figure G67** :

	C1	C3	C7
c.s.a.	2 x 240mm²	2 x 95mm²	1 x 95mm²
ΔU par conducteur (V/A/km) voir Fig. G28	0.21	0.42	0.42
Courant de charge (A)	866	509	255
Longueur (m)	5	20	5
Chute de tension (V)	0.45	2.1	0.53
Chute de tension (%)	0.11	0.53	0.13

Fig. G67 : Chute de tension introduite par les différents câbles

La chute totale de tension à l'extrémité du cable C7 est de 0.77%

Chapitre H
L'appareillage BT : fonctions et choix

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT

Le rôle de l'appareillage est d'assurer :
- *la protection électrique,*
- *le sectionnement,*
- *la commande des circuits.*

Les normes nationales et internationales définissent

- la manière de réaliser les circuits de distribution électrique et leurs besoins (les normes d’installation CEI 60364 principalement la partie 5-53 pour l’appareillage),

Pour la France, la norme d’installation NF C 15-100 et le décret du 14/11/88 sont à respecter.

- le rôle, les fonctions et les performances de l’appareillage (les normes produits CEI 60947 pour l’appareillage de type industriel).

Les principales fonctions sont :
- protection électrique,
- sectionnement,
- commande.

Les fonctions principales remplies par les différents appareillages électriques sont indiquées dans la **Figure H1**.

Les dispositifs de protection à basse tension sont intégrés dans les disjoncteurs au moyen de déclencheurs magnétothermiques et électroniques et/ou de dispositifs différentiels à courant résiduel (moins communément, des dispositifs voltmétriques sont acceptables mais non recommandés par la CEI).

En plus des fonctions de protection de base (comme indiquées dans le tableau de la Figure H1), d’autres fonctions de protection sont à assurer, entre autres :
- la protection contre les surtensions,
- la protection contre les sous tensions.

Des dispositifs spécifiques assurent ces fonctions :
- parafoudres et divers dispositifs parasurtenseurs,
- relais à manque de tension associés à des contacteurs, à des disjoncteurs télécommandés, ou à des disjoncteurs aptes au sectionnement, etc.

Protection électrique contre	Sectionnement	Commande
■ Les courants de surcharge ■ Les courants de court-circuit ■ Les défauts d'isolement	■ A coupure pleinement apparente ■ A coupure visible	■ Commande fonctionnelle ■ Coupure d'urgence ■ Arrêt d'urgence ■ Coupure pour entretien mécanique

Fig. H1 : Fonctions de base de l'appareillage électrique BT

La protection électrique est destinée à éviter tous les dangers et dégâts inhérents aux risques électriques pour les installations, les récepteurs et les personnes.

1.1 Protection électrique

Le rôle de la protection électrique est d’éviter ou de limiter les conséquences destructives et dangereuses des surintensités ou des défauts d’isolement, et de séparer le circuit défectueux du reste de l’installation.

Une distinction est faite entre les protections :
- des éléments de l’installation ou circuits (câbles, câblages, appareillages, etc.),
- des personnes et des animaux,
- des équipements et des appareils alimentés par l’installation.

Les circuits

Ils doivent être protégés contre :

□ les courants de surcharge : cela correspond à un courant excessif circulant dans une installation saine (sans défaut),

□ les courants de court-circuit, dus, par exemple, à la rupture d’un isolant entre phases ou entre phase et neutre, ou (par exemple en schéma TN) entre phase et conducteur PE.

La protection dans ces deux cas est assurée par un disjoncteur ou un appareillage à fusible installé en amont dans le tableau de distribution. Certaines dérogations à cette règle sont autorisées dans les normes nationales pour les circuits terminaux (c’est à dire pour les circuits alimentant directement les charges) comme indiqué au chapitre G paragraphe 1.4.

Les personnes

Pour éliminer les risques d’électrocution, la protection agit contre les défauts d’isolement : selon le schéma des liaisons à la terre de l’installation BT (schémas TN, TT ou IT), la protection est assurée par des fusibles ou des disjoncteurs, des dispositifs différentiels à courant résiduel et/ou des contrôleurs permanents de la résistance d’isolement de l’installation à la terre.

Les moteurs
Ils doivent être protégés contre :
■ les défauts thermiques : sur-échauffements, dus, par exemple, à une charge entraînée trop importante, à un calage de rotor, à un fonctionnement sur deux phases. La protection est assurée par des relais thermiques spécialement conçus pour les caractéristiques particulières des moteurs (voir chapitre N paragraphe 5). Ces relais peuvent être intégrés dans certains disjoncteurs (par exemple, disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur Micrologic 6 E-M).
■ les courants de court-circuit : la protection est assurée soit par des fusibles type aM (accompagnement Moteur), soit par des disjoncteurs moteurs (équipés ou non d'une protection thermique).

1.2 Sectionnement

La position «sectionnée» d'un appareil apte au sectionnement doit être clairement identifiée :
■ soit par un indicateur visible,
■ soit par la séparation visible des contacts.

Son but est de séparer et d'isoler un circuit ou un appareil du reste de l'installation électrique afin de garantir la sécurité des personnes ayant à intervenir sur l'installation électrique pour entretien ou réparation.

La NF C 15-100 § 462-1 et le "décret de protection des travailleurs" du 14/11/88 article 9 imposent que tout circuit électrique d'une installation électrique puisse être sectionné.

Dans la pratique, afin d'assurer une continuité de service optimale, on installe généralement un dispositif de sectionnement à l'origine de chaque circuit.

La NF C 15-100 § 536-2 définit les conditions à respecter pour qu'un appareil remplisse la fonction de sectionnement.

Un appareil apte au sectionnement doit répondre aux exigences suivantes :
■ tous les conducteurs d'un circuit y compris le conducteur neutre (hormis s'il s'agit d'un conducteur PEN) doivent être simultanément coupés(1),
■ il doit être verrouillable ou cadenassable en position "ouvert" afin d'éviter toute refermeture non intentionnelle, au moins en milieu industriel,
■ Il doit être conforme aux normes de constructions internationales CEI 60947-1 et -3 et aux normes d'installation en vigueur dans le pays en particulier concernant la distance entre les contacts ouverts, les lignes de fuite, la tenue aux surtensions, etc.
D'autres exigences s'appliquent :
■ vérification de l'ouverture des contacts.
Elle peut être :
□ soit visuelle pour les appareils à coupure visible (les normes nationales d'installation peuvent imposer cette condition pour un appareillage sectionneur installé à l'origine d'une installation BT alimentée directement par un transformateur MT/BT).

Le sectionnement à coupure pleinement apparente et le sectionnement à coupure visible répondent à des définitions précises de la NF C 15-100.

La NF C 13-100 impose un tel dispositif de sectionnement à l'origine d'une installation BT alimentée par un poste MT/BT privé (par ex : Visucompact, appareil débrochable).

□ soit mécanique pour les appareils à coupure pleinement apparente comportant un indicateur reflétant la position des contacts. Dans ce dernier cas, les dispositions constructives garantissent qu'en cas de contacts soudés l'indicateur ne peut indiquer que l'appareil est ouvert.
■ mesure des courants de fuite, appareil ouvert.
On vérifie, appareil ouvert, que les courants de fuite sont inférieurs à :
□ 0,5 mA pour un appareil neuf et,
□ 6,0 mA appareil en fin de vie.
■ tenue aux ondes de tension de choc.
Elle se vérifie par la tenue du matériel en son lieu d'installation en appliquant entre contact d'entrée et de sortie une onde 1,2/50 µs de valeur 5 ou 8 ou 10 kV selon la tension de service (cf. **Figure H2)**. Le matériel doit tenir ces valeurs jusqu'à une altitude de 2000 m ; en conséquence, pour des essais de matériel effectués en bord de mer, ces valeurs sont à majorer de 23 % pour prendre en compte l'influence de l'altitude. Voir les normes CEI 60947 (série) en particulier les normes CEI 60947-3

Tension de service (V)	Tenue à l'onde de choc (kV)
230/400	5
400/690	8
1000	10

Fig. H2 : Valeur crête de la tension de choc selon la tension de service de l'équipement

(1) L'ouverture simultanée de tous les conducteurs actifs, bien que non obligatoire, est en outre fortement recommandée pour des raisons de plus grande sécurité et de facilité de manœuvre. Selon la norme CEI 60947-1, le contact du neutre doit s'ouvrir après les contacts des phases et se refermer avant les contacts des phases.

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT

Les fonctions de commande permettent à l'utilisateur d'intervenir volontairement sur le fonctionnement de l'installation. Elles regroupent :
- *commande fonctionnelle,*
- *coupure ou arrêt d'urgence,*
- *coupure pour entretien mécanique.*

1.3 La commande

On regroupe généralement sous le terme "commande" toutes les fonctions qui permettent à l'exploitant d'intervenir volontairement à des niveaux différents de l'installation sur des circuits en charge, par action directe ou automatique.

Commande fonctionnelle

Elle est destinée à assurer en service normal la mise "sous tension" et "hors tension" de tout ou partie de l'installation ou d'un récepteur.

Un dispositif assurant cette fonction doit être installé au minimum :
- à l'origine de toute installation,
- au niveau des récepteurs (un seul dispositif de commande pouvant mettre sous tension plusieurs récepteurs).

Le repérage doit être clair.

Par ailleurs, afin d'obtenir un maximum de souplesse en exploitation et de continuité de service (lorsque la commande et la protection sont assurées par le même dispositif), il est souhaitable d'en prévoir un à tous les étages de la distribution.

La manœuvre peut être :
- soit manuelle (par action sur la poignée du dispositif)
- soit électrique (commande à distance, délestage-relestage...).

Les dispositifs de commande fonctionnelle qui assurent en même temps une fonction de protection sont, en général, à coupure omnipolaire(1).

Le dispositif général de commande d'une installation BT ainsi que ceux assurant la permutation des sources doivent être à coupure omnipolaire.

Coupure d'urgence-arrêt d'urgence

La coupure d'urgence est destinée à mettre hors tension un appareil ou un circuit qu'il serait dangereux de maintenir sous tension (choc électrique, incendie).

L'arrêt d'urgence est une coupure d'urgence destinée à arrêter un mouvement devenu dangereux. Dans les deux cas :
- le dispositif ou son organe de manœuvre local ou à distance (commande de type "coup de poing") doit être aisément reconnaissable, rapidement accessible et situé à proximité de tout endroit où le danger peut se produire ou être perçu,
- la coupure en une seule manœuvre (ou coupure simultanée) et en charge de tous les conducteurs actifs est exigée(2) (3),
- la mise "sous bris de glace" est autorisée, mais dans les installations non surveillées la remise sous tension ne doit pouvoir se faire qu'à l'aide d'une clef détenue par le responsable.

A noter que dans certains cas, l'arrêt d'urgence peut impliquer la mise en œuvre de système de freinage énergique et le maintien des alimentations correspondantes jusqu'à l'arrêt effectif.

Coupure pour entretien mécanique

Cette fonction est destinée à assurer la mise et le maintien à l'arrêt d'une machine pendant des interventions sur les parties mécaniques, sans nécessiter sa mise hors tension. Elle est généralement assurée par un dispositif de commande fonctionnelle.

(1) La coupure des conducteurs phases et (si approprié) la coupure du conducteur neutre.

(2) Prendre en compte la coupure du courant de surcharge d’un moteur bloqué.

(3) En schéma TNC, le conducteur PEN ne doit cependant pas être coupé puisqu'il assure une fonction de protection.

2 L'appareillage

Correspondance :
CEI 60947-3 et NF EN 60947-3

2.1 Les appareils simples

Sectionneur (cf. **Fig. H3**)

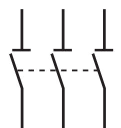


Fig. H3 : Symbole d'un sectionneur

C'est un appareil de connexion à commande manuelle et à deux positions stables (ouvert/fermé) qui assure la fonction de sectionnement. Ses caractéristiques sont définies par les normes CEI 60947-3. Un sectionneur n’est pas conçu pour fermer et couper un courant de charge[(1)]. Aucune valeur pour ces deux manœuvres n’est indiquée dans sa norme produit.
Un sectionneur doit cependant être apte à supporter le passage de courants de court-circuit et, de ce fait, possède un courant assigné de courte durée admissible, généralement pour 1 seconde, à moins d’un accord entre l’utilisateur et le constructeur. Cette caractéristique est normalement plus que suffisante pour qu’il puisse supporter des courants de surcharge normaux (d’intensité plus faible) pendant des périodes plus longues, telles que les courants de démarrage de moteurs.
D’autres caractéristiques normalisées doivent aussi être satisfaites par les appareils sectionneurs telles que l’endurance mécanique, la tenue aux surtensions et la valeur des courants de fuite.

Interrupteur (à coupure en charge) (cf. **Fig. H4**)

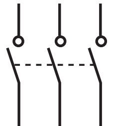


Fig. H4 : Symbole d'un interrupteur

Cet appareil est généralement commandé manuellement (mais il peut être équipé d’une commande électrique pour le confort d’utilisation). C’est un appareil non automatique à deux positions (ouvert/fermé).
L’interrupteur doit être capable d’établir, de supporter et d’interrompre des courants dans les conditions normales du circuit, y compris éventuellement des courants de surcharge en service.
L’interrupteur n’est pas conçu pour assurer la protection des circuits qu’il commande.
Les normes CEI 60947-3 définissent :
- la fréquence du cycle de manœuvre (maximum 600/heure),
- l'endurance mécanique et électrique (généralement inférieure à celle d'un contacteur),
- les pouvoirs assignés de fermeture et de coupure dans des conditions normales et occasionnelles.

Quand un interrupteur met sous tension un circuit, il y a toujours le risque qu’un court-circuit non prévisible soit présent sur le circuit. Pour cette raison, les interrupteurs ont des courants assignés de fermeture, c’est à dire qu’ils sont capables de se fermer correctement sur un court-circuit malgré les forces électrodynamiques développées par le courant de court-circuit. Dans les pays anglo-saxons, de tels interrupteurs sont dénommés des «fault-make load-break switches». Ce sont les dispositifs de protection en amont qui doivent éliminer ce courant de court-circuit.
- les catégories d'emploi.

Les catégories d'emploi décrites dans le tableau de la **Figure H5** ne s’appliquent pas à un appareil utilisé pour démarrer, accélérer et/ou arrêter directement un moteur.
La catégorie AC-23 permet la commande directe de moteurs. L’emploi d’un interrupteur pour la commande des batteries de condensateurs ou de lampes à filament de tungstène doit être soumis à un accord entre le constructeur et l’utilisateur.

Catégorie d'emploi		Applications caractéristiques	Cos φ	Pouvoir de fermeture x In	Pouvoir de coupure x In
Manœuvres fréquentes	Manœuvres non fréquentes				
AC-20A	AC-20B	Fermeture et ouverture à vide	-	-	-
AC-21A	AC-21B	Charges résistives, y compris surcharges modérées	0,95	1,5	1,5
AC-22A	AC-22B	Charges mixtes résistives et inductives, y compris surcharges modérées	0,65	3	3
AC-23A	AC-23B	Charges constituées par des moteurs ou autres charges fortement inductives	0,45 à I ≤ 100 A 0,35 à I > 100 A	10	8

Fig. H5 : Catégories d'emploi d'un interrupteur en courant alternatif selon CEI 60947-3

(1) un sectionneur BT est un appareil qui peut «commander» des équipements uniquement hors tension, de part et d’autre de ses contacts, en particulier lors de la fermeture, à cause du risque d’un court-circuit non prévisible en aval. Le verrouillage avec un interrupteur ou un disjoncteur installé en amont est fréquemment utilisé.

Exemple
Un interrupteur de calibre 100 A de catégorie d'emploi AC-23 (circuit inductif) doit :
■ établir 10 In (1000 A) à cos φ = "0,35",
■ couper 8 In (800 A) à cos φ = "0,45",
■ et avoir une tenue aux courants de court-circuit de courte durée, l'appareil étant fermé.

Télérupteur (cf. Fig. H6)



Fig. H6 : Symbole d'un télérupteur

Ce dispositif est de plus en plus utilisé pour la commande des circuits d'éclairage. Une simple pression sur un bouton poussoir (fonction de commande à distance) permet d'ouvrir un interrupteur fermé ou de fermer un interrupteur ouvert dans une séquence bistable.

Les applications types sont :
■ interrupteur «va-et-vient» dans les couloirs de circulation et les escaliers des grands immeubles,
■ système d'éclairage scénique,
■ commande d'éclairage d'usine, etc.

Le télérupteur peut être équipé d'auxiliaires pour réaliser :
■ l'indication à distance en temps réel de son état,
■ le fonctionnement temporisé,
■ la fonction contact maintenu.

Correspondance :
CEI 60947-4-1 et NF EN 60347-1

Contacteur (cf. Fig. H7)

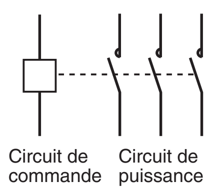


Fig. H7 : Symbole d'un contacteur

Le contacteur est un appareil de connexion à bobine commandée qui est généralement maintenu fermé par un courant permanent (réduit) circulant dans la bobine (bien qu'il existe des variantes à maintien mécanique pour des applications particulières). Les contacteurs sont conçus pour effectuer un nombre très important de cycles de manœuvres «fermé/ouvert» et sont généralement commandés à distance par des boutons poussoirs ou des interrupteurs. Les caractéristiques et le nombre de cycles de manœuvres sont définis dans les normes CEI 60947-4-1 :

■ la durée de fonctionnement : service continu (8 h), ininterrompu, intermittent, temporaire (par exemple : 3, 10, 30, 60 ou 90 minutes),
■ les catégories d'emploi : par exemple, un contacteur de la catégorie AC3 peut être utilisé pour démarrer et arrêter un moteur à cage d'écureuil,
■ la fréquence des cycles de manœuvre (1 à 1 200 cycles par heure),
■ l'endurance mécanique (nombre de manœuvres à vide),
■ l'endurance électrique (nombre de manœuvres en charge),
■ les pouvoirs assignés de fermeture et de coupure fonction de la catégorie d'emploi.

Exemple :
Un contacteur de calibre 150 A et de catégorie d'emploi AC3 doit posséder :
■ un pouvoir de coupure minimal de 8 In (1 200 A),
■ et un pouvoir de fermeture minimal de 10 In (1 500 A) sous cos φ = 0,35.

Démarreur direct ou discontacteur(1)

Un contacteur équipé d'un relais thermique pour la protection contre les courants de surcharge est appelé « discontacteur ». Les discontacteurs sont de plus en plus utilisés, par exemple pour la commande à distance par bouton-poussoir des circuits d'éclairage, et peuvent être considérés comme un élément essentiel dans la commande des moteurs.

Deux types de fusibles :
■ à usage domestique,
■ à usage industriel type gG, gM ou aM.

2.2 Les fusibles (cf. Fig. H8)

Le principe de la protection par fusibles repose sur la fusion contrôlée d'un élément fusible, fusion qui intervient après un temps donné pour un courant donné. Les caractéristiques temps-courant de chaque type et pour chaque calibre de fusible sont présentées sous la forme de courbes de performances typiques.

Caractéristiques des fusibles

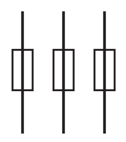


Fig. H8 : Symbole des fusibles

Les normes définissent deux classes de fusibles :
■ ceux destinés à des usages domestiques, cartouche de calibre jusqu'à 100 A de type gG (CEI 60269-1 et 3),
■ ceux destinés à des usages industriels, cartouche de calibre jusqu'à 1000 A de type gG, gM et/ou aM (CEI 60269-1).

Les différences principales entre les fusibles de type domestique et ceux de type industriel sont :
■ la tension nominale et les niveaux de courant assigné,
■ leur taille : plus le calibre est important, plus la taille de la cartouche est importante,
■ leur pouvoir de coupure.

(1) Ce terme n'est pas défini dans les publications CEI (en particulier dans le dictionnaire VEI, CEI 60050) mais il est d'un usage courant dans beaucoup de pays.

Correspondance :
CEI 60947-4-1 et NF EN 60347-1

Bien qu'un fusible de type gM ait une caractéristique de protection contre les courants de surcharge, il doit aussi être associé à un relais thermique.

La première lettre indique la zone de :
- élément de remplacement (fusible)[2] « g » : élément capable de couper tous les courants,
- élément de remplacement (fusible) « a » : élément capable de couper une partie des courants.

La deuxième lettre indique la catégorie d'utilisation : cette lettre définit avec précision les caractéristiques temps-courant, les temps et les courants conventionnels, les balises.

Par exemple :
- «gG» désigne les fusibles pour usage général pouvant couper tous les courants,
- «gM» désigne les fusibles pour la protection des circuits de moteurs et pouvant couper tous les courants,
- «aM» désigne les fusibles pour la protection des circuits de moteurs et ne pouvant couper qu'une partie des courants.

Les fusibles peuvent être prévus avec ou sans indicateur mécanique de « fusion fusible ».

Les fusibles de type gG sont souvent utilisés pour la protection des départs moteurs, ce qui est possible quand leurs caractéristiques sont capables de supporter le courant de démarrage du moteur sans détérioration.
Un développement récent a été l'adoption par la CEI d'un fusible de type gM pour la protection des moteurs, conçu pour couvrir les conditions de démarrage et de court-circuit. Ce type de fusible est fréquemment utilisé dans les pays anglo-saxons. Cependant, la protection moteur la plus largement utilisée est l'association d'un fusible aM et d'un relais thermique.

Un fusible gM est caractérisé par deux valeurs de courant assigné : « InMIch » par exemple « 32M63 ».
- La première valeur In définit à la fois le calibre thermique du fusible et la taille du support fusible.
- La seconde valeur Ich définit la caractéristique temps-courant de type G du fusible ainsi que les balises des tableaux II, III et IV de la norme CEI 60269-1.

Ces deux calibres sont séparés par une lettre qui définit l'application.
Par exemple InMIch définit un fusible destiné à être utilisé pour la protection des départs moteurs avec une caractéristique de type G.
Pour plus de détails, voir la note à la fin de ce paragraphe.
Un fusible de type aM est caractérisé par un courant In et une caractéristique temps-courant comme indiquée sur la **Figure H11.**

Note importante : des normes nationales présentent un fusible de type gI (type industriel) similaire pour toutes les principales caractéristiques au fusible de type gG. Les fusibles de type gI ne doivent cependant jamais être utilisés dans des applications domestiques ou analogues.

Zones de fusion - courants conventionnels

Les conditions de fusion d'un fusible sont définies par les normes selon leur classe.

Fusibles de type G

Ces fusibles permettent d'assurer la protection contre les surcharges et les courts-circuits.
Les courants conventionnels de non fusion et de fusion sont normalisés (cf. **Figure H9** et **Figure H10)**.

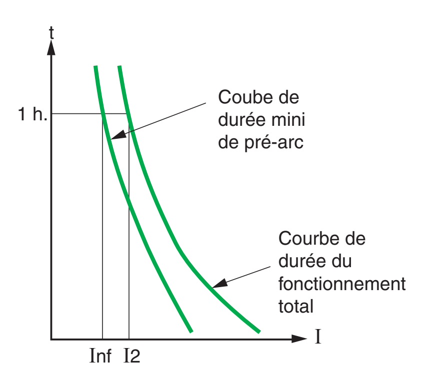


Fig. H9 : Zones de fusion et de non fusion pour fusible gG et gM

Courant assigné[1] In (A)	Courant conventionnel de non fusion Inf	Courant conventionnel de fusion I2	Temps conventionnel (h)
In ⩽ 4 A	1,5 In	2,1 In	1
4 < In < 16 A	1,5 In	1,9 In	1
16 < In ⩽ 63 A	1,25 In	1,6 In	1
63 < In ⩽ 160 A	1,25 In	1,6 In	2
160 < In ⩽ 400 A	1,25 In	1,6 In	3
400 < In	1,25 In	1,6 In	4

Fig. H10 : Courants et temps conventionnels pour les fusibles de type «gG» et «gM» (Tableau 2 de la norme CEI 60269-1)

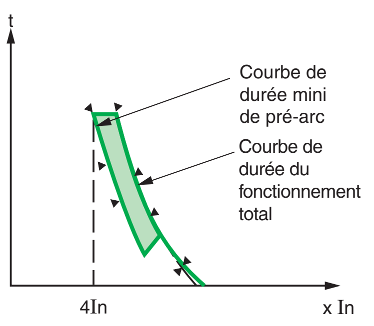


Fig. H11 : Zones de fusion normalisée pour fusible aM (tous courants assignés)

(1) Ich pour les fusibles de type gM.
(2) dénommé couramment cartouche fusible ou fusible.

Correspondances :
CEI 60269-1 et NF EN 60269-1
CEI 60929-1 et NF EN 60929-1
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

■ Le courant conventionnel de non fusion Inf est la valeur du courant que peut supporter l'élément fusible pendant un temps spécifié sans fondre.
Exemple : un fusible de 32 A traversé par un courant de 1,25 In (soit 40 A) ne doit pas fondre avant 1 heure.
■ Le courant conventionnel de fusion If est la valeur du courant qui provoque la fusion avant l'expiration du temps spécifié.
Exemple : un fusible de 32 A traversé par 1,6 In (soit 52,1 A) doit fondre avant 1 heure.

Pour chaque calibre de fusible, les essais de la norme CEI 60929-1 imposent à la caractéristique temps-courant de fusion d'un fusible de se situer entre deux courbes limites (voir la **Figure H9**). Cela signifie que deux fusibles de même calibre et de même type peuvent avoir des temps de fusion très différents particulièrement pour des courants de surcharge de faible valeur.
■ Des deux exemples de caractéristiques de courants conventionnels (précisées pour un fusible de 32 A) complétés par les informations sur les caractéristiques temps-courants exigées et vérifiées par les essais de la norme CEI 60269-1, il ressort que les fusibles ont une performance réduite de protection dans la zone des courants de surcharge de faible intensité.
■ Il est de ce fait nécessaire d'installer une canalisation dimensionnée plus largement que pour le courant d'emploi du circuit (en effet la canalisation a une tenue thermique maximale de 1,45 fois son courant nominal par rapport à une protection par fusible pouvant déclencher jusqu'à 1,6 fois son courant assigné, pour des fusibles de calibre supérieur à 16 A).

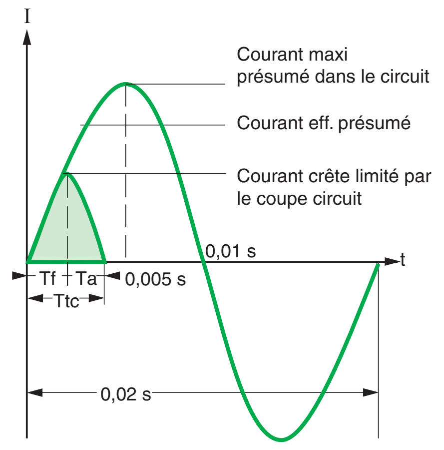
Note : pour un disjoncteur selon la norme CEI 60947-2, aucun surdimensionnement n'est requis car il doit déclencher entre 1,05 et 1,25 fois son courant assigné (donc << 1,45 Iz).

La classe aM protège contre les courts-circuits et s'utilise obligatoirement en association avec une protection contre les surcharges.

Fusibles de type aM (accompagnement moteur)

Ces fusibles n'assurent que la protection contre les courts-circuits et s'utilisent surtout en association avec d'autres appareils (discontacteurs, disjoncteurs) afin d'assurer la protection contre toute surcharge < 4 In. Ils ne sont donc pas autonomes. Les fusibles aM n'étant pas prévus pour une protection contre les faibles surcharges, les courants conventionnels de fusion ou non fusion ne sont pas fixés. Ils fonctionnent à partir de 4 In environ (cf. Figure H11).

Note : La norme CEI 60269-1 impose deux balises minimales et deux balises maximales qui encadrent les courbes de caractéristiques temps-courant.



Tf : Temps de fusion (préarc)
Ta : Temps d'arc
Ttc : Temps total de coupure

Fig. H12 : Courant limité par un fusible

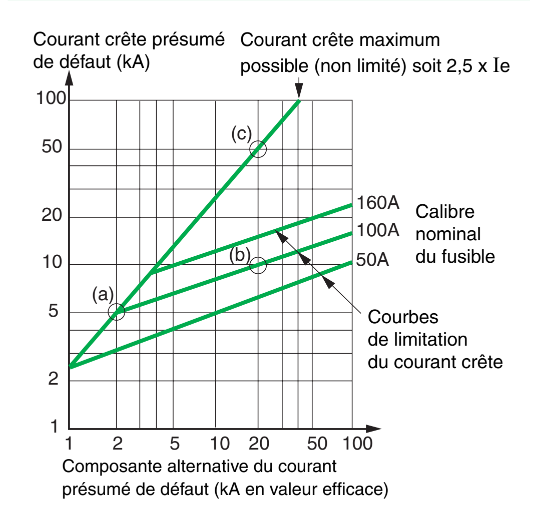


Fig. H13 : Limitation du courant crête en fonction du courant efficace présumé de défaut pour des fusibles BT

Courants de court-circuit coupés normalisés

Une caractéristique des cartouches fusibles est que, dû à sa rapidité de fusion pour des courants de court-circuit de forte intensité, la coupure du courant commence avant la première pointe de courant présumée, de sorte que le courant de défaut n'atteint jamais la valeur crête présumée (cf. **Fig. H12**). Cette limitation de courant réduit significativement les contraintes thermiques et électrodynamiques qui auraient lieu sans limitation, ce qui réduit aussi les dommages et les dangers au point de défaut.

Le courant de court-circuit coupé normalisé est basé sur la valeur efficace de la composante alternative du courant présumé de défaut (cas d'un courant de défaut symétrique).

Aucune valeur de courant de fermeture sur court-circuit n'est assignée à un fusible.

Rappel

Les courants de court-circuit comportent initialement des composantes continues, dont l'amplitude et la durée dépendent du rapport XL/R de la boucle de défaut.

Pour un défaut à l'origine de l'installation, à proximité de la source (transformateur MT/BT), le rapport Icrête/Iefficace immédiatement après l'instant du défaut (< 10 ms) peut atteindre 2,5 (valeurs normalisées selon le courant présumé de défaut par les normes CEI et indiquées sur la **Figure H13**).

Pour un défaut en aval, éloigné de l'origine de l'installation, le rapport XL/R diminue et, en particulier, pour des défauts sur les circuits terminaux, le rapport Icrête/Iefficace ≈ 1,41 (courant de défaut quasi symétrique)

Le phénomène de limitation du courant crête ne se produit que lorsque le courant présumé de défaut est au delà d'une certaine valeur. Par exemple sur le graphe de la Figure H13 :
■ le fusible 100 A commence à limiter la crête à partir d'un courant présumé de défaut de 2 kA efficace (a),
■ le même fusible limite à 10 kA crête (b) un courant présumé de défaut de 20 kA efficace,
■ sans limitation, la crête de courant atteindrait 50 kA (c) dans ce cas.
Plus la position du défaut est éloigné de la source, plus le valeur du courant de défaut est faible. De ce fait, l'amplitude du courant présumé de défaut peut être insuffisante pour atteindre le seuil de limitation.

Note : sur les calibres des fusibles de type gM
Un fusible de type gM, soit InMIch, est caractérisé par deux nombres Ich et In :
- le deuxième nombre définit la caractéristique de coupure de l'élément de type gG équivalent. La valeur Ich est la valeur retenue pour réaliser les essais CEI. Mais un fusible de type gM ne peut supporter le courant Ich que pendant une durée limitée (ce qui peut correspondre au courant de surcharge durant le temps de démarrage d'un moteur),
- le premier nombre définit le courant assigné In : c'est le dimensionnement du fusible. La dissipation thermique en service normal étant inférieure à la caractéristique de coupure, un élément de diamètre plus petit avec des parties métalliques réduites peut être utilisé.

Par exemple, la protection de moteurs de 10 à 20 A peut être réalisée par un fusible 32M63. Les courants de démarrage de durée limitée (de l'ordre de 60 A < 63 A) peuvent être supportés par le fusible et le courant du moteur en régime permanant,10 à 20 A, est bien inférieur au courant assigné du fusible (32 A).

De plus, bien que un fusible de type gM ait une caractéristique apte à réaliser une protection contre les courants de surcharge, en pratique celle-ci n'est pas utilisée en protection moteur : un relais thermique de protection est toujours nécessaire avec la mise en œuvre d'une protection par fusible de type gM. Le seul avantage offert par un fusible de type gM, comparé à un fusible de type aM, est la réduction de sa taille physique et son coût légèrement plus faible.

2.3 Les appareils combinés

Ils permettent de réaliser les installations avec moins d'appareillage et moins d'études de compatibilité.
Les appareils simples ne réalisent pas simultanément les trois fonctions de base : protection, commande, sectionnement.

Combiné interrupteur fusible

Deux types sont à considérer :
- type interrupteur à déclenchement automatique : la fusion d'un (ou plusieurs) fusible(s) provoque l'ouverture de l'interrupteur. Cette fonction est réalisée par l'utilisation d'une cartouche fusible équipée d'un percuteur et, pour l'interrupteur, d'un dispositif de déclenchement à ressorts associé au mécanisme de commande manuelle (cf. **Fig. H14**),
- type interrupteur (non automatique ou automatique) : un interrupteur est associé à un jeu de fusibles dans le même coffret.

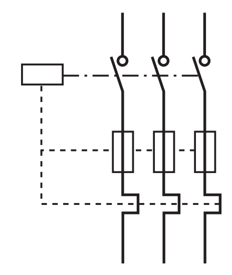


Fig. H14 : Symbole d'un interrupteur-fusible automatique équipé d'un relais thermique

Dans certains pays (surtout anglo-saxons), les désignations d'interrupteur-fusible et de fusible-interrupteur ont des significations spécifiques (reconnues par la norme CEI 60947-3) :
- un interrupteur-fusible comprend un interrupteur tripolaire (généralement à double coupure par pôle) placé en amont de trois socles fixes, dans lesquels les cartouches fusibles sont insérées (cf. **Fig. H15**),
- un fusible-interrupteur consiste en trois contacts mobiles (couteaux) à double coupure par phase qui constituent les socles des fusibles. Les fusibles sont maintenus par des contacts à pression sur le contact mobile. Certains fusibles-interrupteurs n'ont seulement qu'une coupure par phase, comme l'indique le schéma de la **Figure H16**.

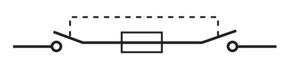


Fig. H15 : Schéma d'un fusible-interrupteur non automatique

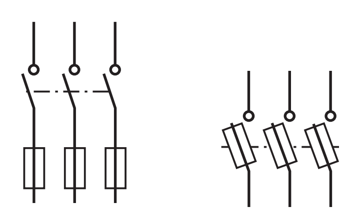


Fig. H16 : Symbole d'un interrupteur-fusible et d'un fusible-interrupteur

La plage de courants couverte par les fusibles-interrupteurs est limitée à 100 A pour une tension triphasée de 400 V, du fait que leur utilisation principale est dans les installations domestiques ou analogues.

Sectionneur-fusible ou fusible-sectionneur + discontacteur
Interrupteur-sectionneur-fusible ou fusible-interrupteur-sectionneur + discontacteur

Comme mentionné précédemment, un discontacteur n'a pas de protection contre les courants de court-circuit. Il est donc nécessaire de la réaliser avec des fusibles (généralement de type aM). La combinaison est principalement utilisée pour les circuits de protection moteur, car le sectionnement de l'interrupteur-sectionneur permet des interventions en toute sécurité telles que :
- le changement des fusibles (avec sectionnement du circuit),
- l'intervention sur le circuit en aval du discontacteur (risque de fermeture à distance du discontacteur).

Un sectionneur-fusible n'a pas d'aptitude à la coupure en charge, aussi il doit être interverrouillé avec le discontacteur (cf. **Fig. H17**) afin que son ouverture et sa fermeture ne soient possibles que si le discontacteur est ouvert.

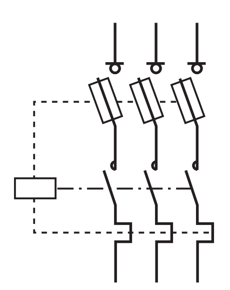


Fig. H17 : Schéma d'un sectionneur-fusible + discontacteur

2 L'appareillage

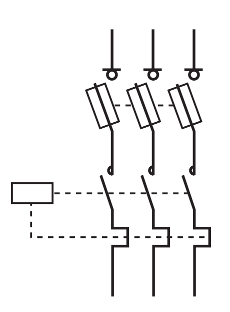


Fig. H18 : Schéma d’un interrupteur-sectionneur-fusible+ discontacteur

Un interrupteur-sectionneur-fusible ne nécessite pas d'être interverrouilé avec un autre appareillage (contacteur). (cf. **Fig. H18**).
L’interrupteur doit être de classe AC22 ou AC23 si le circuit alimente un moteur.

Disjoncteur + contacteur
Disjoncteur + discontacteur

Ces associations sont utilisées dans les réseaux de distribution télécommandés qui ont un besoin d’un nombre de manœuvres très élevé, ou pour la commande et la protection des départs moteurs.

3 Choix de l'appareillage

3.1 Fonctions réalisées

Le tableau de la **Figure H19** récapitule les aptitudes des différents appareils à remplir les fonctions de base.

	Sectionnement	Commande				Protection électrique		
		Fonctionnelle	Coupure d'urgence	Arrêt d'urgence	Coupure pour entretien mécanique	Surcharge	Court-circuit	Différentielle
Sectionneur(4)	■							
Interrupteur(5)	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■			
Interrupteur différentiel(5)	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■			■
Interrupteur/ sectionneur	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■			
Contacteur		■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■ (3)		
Télérupteur		■	■ (1)		■			
Fusibles	■					■	■	
Disjoncteur		■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■	■	
Disjoncteur/ sectionneur et ACP(5)	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■	■	
Disjoncteur différentiel(5)	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■	■	
Lieu d'installation (principe général)	A l'origine de chaque circuit	Partout où, pour, des raisons d'exploitation, il faut pouvoir interrompre l'exploitation	En général à l'origine de chaque tableau	Au niveau des circuits alimentant les machines	Au niveau des circuits alimentant les machines	A l'origine de chaque circuit	A l'origine	A l'origine des circuits avec les SLT TN-S, IT et TT
Textes réglementaires	■ NF C 15-100 § 462 et 536-2 ■ NF C 13-100 (4) ■ décret du 14/11/88 art. 9 ■ NF EN ISO 12100 - 2 (sécurité des machines - notions fondamentales) et NF EN 60204-1 (sécurité des machines - équipement électrique) ■ règlement CNOMO (industrie automobile)	■ NF C 15-100 § 465 et 536-5	■ NF C 15-100 § 463 et 536-3 ■ décret du 14/11/88 art. 10	■ NF C 15-100 § 463 ■ NF EN ISO 12100 - 2 (sécurité des machines - notions fondamentales) et NF EN 60204-1 (sécurité des machines - équipement électrique)	■ NF C 15-100 § 464 et 536-4 ■ NF EN ISO 12100 - 2 (sécurité des machines - notions fondamentales) et NF EN 60204-1 (sécurité des machines - équipement électrique) ■ règlement CNOMO (industrie automobile)	■ NF C 15-100 § 43	■ NF C 15-100 § 43	■ NF C 15-100 § 415 et 531-2

(1) Si coupure de tous les conducteurs actifs
(2) Le maintien de l'alimentation peut être nécessaire pour assurer le freinage
(3) S'il est associé à un relais thermique (l'ensemble contacteur + relais constitue un démarreur et est souvent appelé discontacteur)
(4) La NF C 13-100 impose à l'origine des installations alimentées par un poste à comptage BT un dispositif de sectionnement à coupure visible
(5) Certains appareils peuvent être aptes au sectionnement par conformité à leurs normes sans marquage explicite (NF C 61-410, etc.)

Fig. H19 : Fonctions remplies par les différents appareils

3.2 Choix du type d'appareillage

Les logiciels apportent une aide de plus en plus grande dans ce domaine. On procède circuit par circuit. Pour chaque circuit, on détermine la liste des fonctions nécessaires à la protection et à l'utilisation de l'installation parmi celles mentionnées dans le tableau de la **Figure H19**.
Puis, on enlève celles qui seront réalisées en amont (par exemple : protection contre les contacts indirects par DDR) et l'on teste une ou plusieurs associations d'appareils sur le plan :
■ du bon fonctionnement,
■ de la compatibilité des matériels choisis entre eux, du courant assigné In, jusqu'au pouvoir de coupure de la protection,
■ de la compatibilité avec les appareils placés en amont ou en tenant compte de leur contribution,
■ de toutes les prescriptions de sécurité.
Pour déterminer le nombre de pôles de l'appareillage, on se reportera au chapitre G paragraphe 7.4, **Figure G64**.
Les appareils multifonction, plus chers à l'achat, diminuent les coûts d'installation et les aléas à l'installation ou à l'usage. Ils se révèlent souvent la meilleure solution.

4 La solution disjoncteur

Le disjoncteur-sectionneur remplit toutes les fonctions de base de l'appareillage et offre de nombreuses autres possibilités grâce à des auxiliaires.

Comme le montre la **Figure H20** le disjoncteur-sectionneur est le seul appareil qui permet de satisfaire simultanément à toutes les fonctions de base nécessaires dans une installation électrique.
Il assure, en plus, un grand nombre d'autres fonctions, grâce à ses auxiliaires : par exemple, signalisation, protection contre les baisses de tension, télécommande, etc. Cette propriété en fait l'appareil de base de toute distribution électrique.

Fonctions		Mise en oeuvre	
		standard	auxiliaire électrique ou accessoire
Sectionnement		■	
Commande	Fonctionnelle	■	
	Coupure et arrêt d’urgence	□	Avec bobine de déclenchement pour commande à distance
	Coupure pour entretien mécanique	■	
Protection	Surcharge	■	
	Court-circuit	■	
	Défaut d’isolement	□	Avec relais différentiel
	Baisse de tension	□	Avec bobine à manque de tension
Télécommande		□	Avec commande électrique ou disjoncteur télécommandé
Mesure / signalisation		□	Généralement en option avec déclencheur électronique

Fig. H20 : Fonctions du disjoncteur-sectionneur

4.1 Normes et description

Les disjoncteurs industriels doivent être conformes aux normes CEI 60947-1 et 60947-2. Les disjoncteurs domestiques doivent être conformes aux normes CEI 60898.

Correspondances :
CEI 60898 et NF EN 60898
CEI 60947 et NF EN 60947

Normes

En installation industrielle, les disjoncteurs doivent être conformes aux normes CEI 60947 (série) (voir liste des normes au chapitre A paragraphe 2.3) en particulier :
■ 60947-1 : Appareillage à basse tension - Règles générales
■ 60947-2 : Appareillage à basse tension - Disjoncteurs
En installation domestique et assimilée, ils doivent être conformes à la norme CEI 60898.

Description

La **Figure H21** montre schématiquement la constitution d'un disjoncteur de type industriel et ses différents composants :
■ le système de coupure, avec les contacts, fixes et mobiles, et la chambre de coupure ;
■ le mécanisme à accrochage qui est déverrouillé par l’action du dispositif de déclenchement en cas de détection de courants anormaux, ce mécanisme est aussi lié à la manœuvre de la poignée du disjoncteur ;
■ le déclencheur agissant sur le mécanisme de coupure :
□ soit un déclencheur magnétothermique dans lequel
- un élément «thermomécanique», généralement un bilame, détecte une condition de surcharge,
- un circuit magnétique actionne une palette à partir d’un seuil de courant en condition de court-circuit,
□ soit électronique comprenant des capteurs (transformateurs de courants), une électronique de traitement et de commande et un actionneur,
■ les plages de raccordement amont et aval.

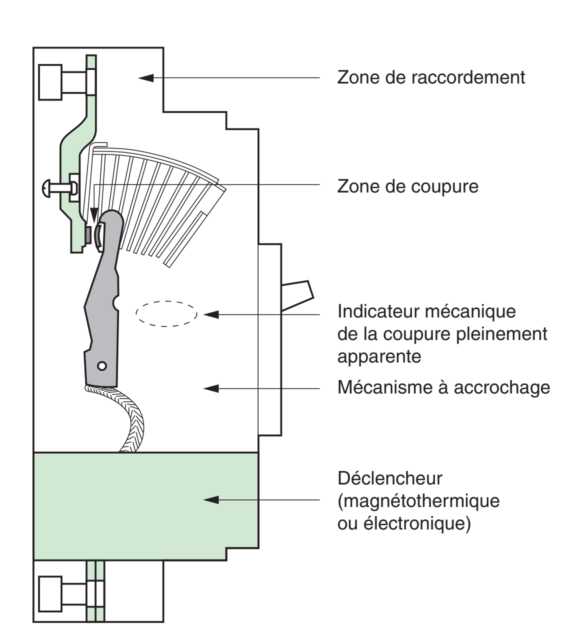


Fig. H21 : Constitution d'un disjoncteur

Correspondances :
CEI 60898 et NF EN 60898
CEI 60947 et NF EN 60947

Certains disjoncteurs modulaires de type domestique (cf. **Fig. H22**), répondant à la norme CEI 60898 et aux normes nationales correspondantes, peuvent fournir une protection contre les défauts d'isolement par ajout d'un module dispositif différentiel à courant résiduel haute sensibilité (30 mA). Alors que cette fonction protection différentielle est intégrée dans les disjoncteurs différentiels modulaires de type domestique répondant à la norme CEI 61009 (cf. **Fig. H23**) et de type industriel répondant à la norme CEI 60947-2 annexe B.

En plus des protections mentionnées ci-dessus, d'autres fonctions peuvent être associées à une base disjoncteur au moyen de modules additionnels (cf. **Fig. H24**) en particulier les fonctions de commande à distance et de signalisation (ouvert-fermé-déclenché).

Les disjoncteurs de puissance en boîtier moulé conformes à la norme CEI 60947-2 correspondent typiquement à des calibres de 100 à 630 A et sont équipés ou équipables d'une gamme d'auxiliaires (cf. **Fig H25**) réalisant des fonctions identiques à celles décrites ci-dessus.

Les disjoncteurs de puissance forte intensité conformes à la norme CEI 60947-2 ont des calibres plus élevés et sont généralement utilisés dans les TGBT pour assurer la protection des circuits de 630 à 6300 A (cf. **Fig. H26**).

Les déclencheurs Micrologic équipent les disjoncteurs Compact NSX et Masterpact (marque Schneider Electric). En plus des fonctions de protection, ces déclencheurs assurent des fonctions d'optimisation telles que la mesure (y compris la mesure des indicateurs de qualité de l'énergie), le diagnostic, la communication, la commande et la surveillance de la distribution électrique.



Fig. H22 : Disjoncteur de type domestique assurant la protection contre les surintensités et l'isolement du circuit



Fig. H23 : Disjoncteur de type domestique comme Fig. H25 avec une protection différentielle intégrée

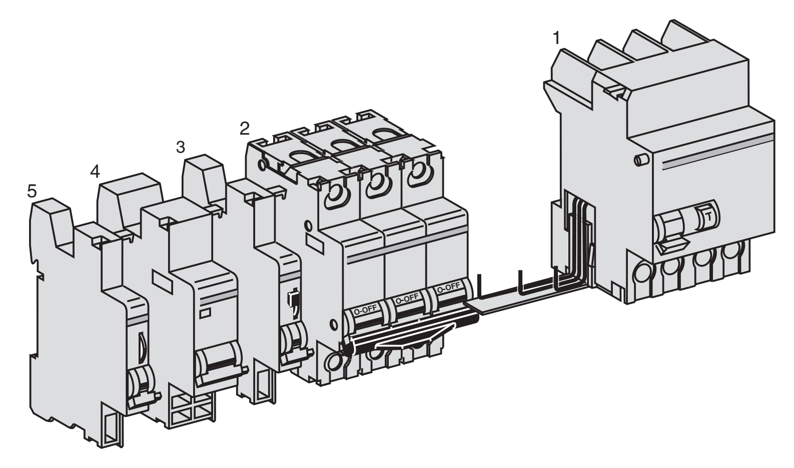


Fig. H24 : Composants des disjoncteurs modulaires BT du Système «Multi 9»



Fig. H25 : Exemple de disjoncteurs industriels modulaires (Compact NSX) réalisant de multiples fonctions




Fig. H26 : Exemple de disjoncteurs de puissance forte intensité Masterpact ayant de multiples fonctions de surveillance et de commande dans son déclencheur Micrologic

4.2 Caractéristiques fondamentales d'un disjoncteur

Les caractéristiques fondamentales d'un disjoncteur sont :

- la tension assignée d'emploi (Ue),
- le courant assigné d'emploi (In),
- les courants de réglage des déclencheurs protection contre les courants de surcharge (Ir ou Irth) et de court-circuit (Im ou Isd et Ii)(1),

Pour des raisons de simplification de l’exposé, la terminologie Ir, Im et Ii est utilisée pour les seuils de réglage des différentes protections dans les applications générales.

- le pouvoir de coupure industriel ou domestique (Icu ou Icn).

Tension assignée d'emploi Ue

C’est la tension pour laquelle le disjoncteur a été conçu pour fonctionner dans des conditions normales de performances.

D’autres tensions correspondantes à des conditions limites de fonctionnement comme indiqué au paragraphe 4.3 sont aussi assignées au disjoncteur.

Courant assigné In

C’est la valeur maximale de courant qu’un disjoncteur équipé d’un déclencheur de protection contre les surintensités spécifié peut conduire indéfiniment pour une température ambiante spécifiée par le constructeur, sans avoir un échauffement excessif (hors de limites spécifiées) des parties conductrices.

Exemple

Un disjoncteur (boîtier) de courant assigné In = 125 A est prévu pour conduire indéfiniment un courant de 125 A à une température ambiante de 40 °C avec un déclencheur de protection contre les surintensité réglé à 125 A.
Ce même disjoncteur peut cependant être utilisé à une valeur plus élevée de température ambiante s’il est correctement «déclassé». Ainsi ce disjoncteur peut conduire indéfiniment 117 A à une température ambiante de 50 °C, ou de même 109 A à 60 °C, tout en respectant les limites de température spécifiées.

Les disjoncteurs équipés de déclencheur électronique peuvent supporter des températures ambiantes plus élevées jusqu'à 60 °C (ou même 70 °C).

Le déclassement du disjoncteur est réalisé simplement en réduisant le réglage de protection contre les courants de surcharge de son déclencheur.

Note : le courant assigné In, défini pour les disjoncteurs dans la norme CEI 60947-2, est égal au courant assigné ininterrompu Iu, défini pour l'appareillage industriel dans la norme CEI 60947-1.

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Taille d'un disjoncteur

Lorsqu'un disjoncteur peut être équipé de plusieurs déclencheurs de courants assignés différents, la taille du disjoncteur correspond au courant assigné le plus élevé des déclencheurs qui peuvent l'équiper.

Exemple :

Un disjoncteur Compact NSX630 (taille 630 A) peut recevoir plusieurs types de déclencheurs électroniques Micrologic 5.3 de calibre (courant assigné) 400 A ou 630 A et ainsi couvrir la plage de 160 A à 630 A.

Courant de réglage (Irth ou Ir) des déclencheurs

Les disjoncteurs modulaires de type domestiques (de faibles calibres) sont très facilement interchangeables, et ont des déclencheurs intégrés. Les disjoncteurs de type industriel sont équipés de déclencheurs interchangeables. De plus, afin d’adapter un disjoncteur aux caractéristiques du circuit qu’il protège, et d’éviter le surdimensionnement des conducteurs, le déclencheur est généralement réglable. La valeur Ir ou Irth (les deux désignations sont couramment utilisées) qualifie le réglage du déclencheur : elle correspond au seuil de réglage de la protection Long retard (thermique) du déclencheur et du disjoncteur associé.

Note : Pour le réglage de la protection d’une canalisation par disjoncteur, le courant Ir (ou Irth) doit être plus grand que le courant maximal de charge Ib, mais inférieur au courant maximal admissible Iz dans la canalisation (voir chapitre G paragraphe 1.3), ainsi :

- la protection de la canalisation est assurée : l’utilisation d’une protection par disjoncteur ne nécessite pas un surdimensionnement des canalisations car le disjoncteur déclenche avant que la canalisation atteigne sa limite thermique,
- le fonctionnement du circuit se fait sans déclenchement intempestif de la protection.

(1) Le tableau ci après résume les désignations des différents réglages

Type de protection	Désignation pour les déclencheurs intégrés ou magnétothermiques	Désignation pour les déclencheurs électroniques
Contre les courants de surcharge	Ir(2) Protection thermique	Ir(2) Protection Long retard
Contre les courants de court-circuit	Im Protection magnétique	Isd(2) Protection Court retard Ii(2) Protection Instantanée

(2) Terminologie conforme à l’annexe K de la norme CEI 60947-2

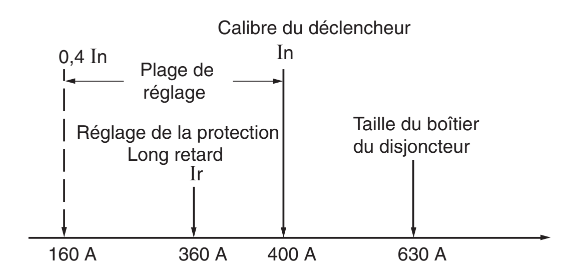


Fig. H27 : Exemple d'un disjoncteur Compact NSX 630N équipé d'un déclencheur Micrologic 6.3 E réglé à 0,9 soit Ir = 360 A

Les déclencheurs thermiques sont généralement réglables de 0,7 à 1 fois le courant nominal In du déclencheur.
Les déclencheurs électroniques ont des plages de réglage de 0,4 à 1 fois le courant nominal In du déclencheur : c'est un avantage intéressant lorsque des évolutions importantes de l'installation sont prévues.
Exemple (cf. **Fig. H27**)
Un disjoncteur Compact NSX630 N (taille du boîtier) équipé d'un déclencheur Micrologic 6.3 E de calibre 400 A réglé à 0,9 a une protection Long retard égale à :

Ir = 400 x 0,9 = 360 A

Note : Si le disjoncteur n'est pas équipé d'un déclencheur réglable (ou intègre un dispositif de déclenchement fixe, cas général des disjoncteurs modulaires de petit calibre), Ir = In.

Exemple : pour un disjoncteur C60N 20 A, Ir = In = 20 A.

Courant de fonctionnement (Im ou Isd) des déclencheurs de court-circuit

Correspondances :
CEI 60898 et NF EN 60898
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Le rôle des déclencheurs de court-circuit (magnétique ou Court retard) est de provoquer l'ouverture rapide du disjoncteur pour les fortes surintensités.
Leur seuil de fonctionnement Im est :

- soit fixé par la norme pour les disjoncteurs domestiques régis par la norme CEI 60898,
- soit indiqué par le constructeur pour les disjoncteurs industriels régis par la norme CEI 60947-2.

Pour ces derniers, il existe une grande variété de déclencheurs permettant à l'utilisateur de disposer d'un appareil bien adapté aux caractéristiques du circuit à protéger, même dans les cas les plus particuliers (cf. **Fig. H28**, **Fig. H29** et **Fig. H30**).

	Type de déclencheur	Protection contre les surcharges	Protection contre les courts-circuits		
Disjoncteurs domestiques CEI 60898	Magnéto-thermique	Ir = In	Seuil bas type B 3 In ≤ Im ≤ 5 In	Seuil standard type C 5 In ≤ Im ≤ 10 In	Seuil haut type D 10 In ≤ Im ≤ 20 In(1)
Disjoncteurs industriels(2) modulaires	Magnéto-thermique	Ir = In fixe	Seuil bas type B ou Z 3,2 In ≤ fixe ≤ 4,8 In	Seuil standard type C 7 In ≤ fixe ≤ 10 In	Seuil haut type D ou K 10 In ≤ fixe ≤ 14 In
Disjoncteurs(2) industriels CEI 60947-2	Magnéto-thermique	Ir = In fixe	Fixe : Im = 7 à 10 In		
		Réglable : 0,7 In ≤ Ir ≤ In	Réglable : - Seuil bas : 2 à 5 In - Seuil standard : 5 à 10 In		
	Electronique	Long retard 0,4 In ≤ Ir ≤ In	Court retard (Isd) réglable Ir ≤ Isd ≤ 10 Ir Instantané (Ii) fixe Ii = 12 à 15 In		

(1) 50 In dans la norme CEI 60898, ce qui est considéré comme une valeur irréaliste par la plupart des constructeurs européens (produits Schneider Electric =10 à 14 In).
(2) Pour un usage industriel, la norme CEI 60947-2 ne spécifie aucune valeur. Les valeurs ci-dessus sont seulement données comme étant celles les plus couramment utilisées.

Fig. H28 : Plages de réglage des protections contre les courants de surcharge et de court-circuit des déclencheurs des disjoncteurs BT

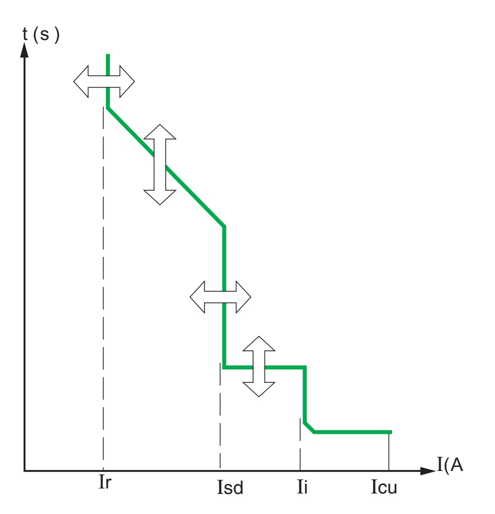
Aptitude au sectionnement

Un disjoncteur est apte au sectionnement s'il est conforme aux prescriptions prévues dans sa norme de référence (cf. paragraphe 1.2). Dans ce cas, c'est un disjoncteur sectionneur repéré en face avant par le symbole suivant :
Tous les appareils Multi 9, Compact et Masterpact sont dans cette catégorie.

La performance de coupure des courants de court-circuit d'un disjoncteur BT est globalement liée au cos φ de la boucle de défaut. Les normes établissent les valeurs normalisées de cette relation.

Pouvoir assigné de coupure en court-circuit (Icu ou Icn)

Le pouvoir assigné de coupure en court-circuit d'un disjoncteur est la valeur la plus élevé d'un courant présumé de défaut que le disjoncteur est capable de couper sans être endommagé. La valeur normalisée de ce courant est la valeur efficace de sa composante alternative, la composante transitoire continue, qui est toujours présente dans les cas de court-circuit, étant considérée comme nulle (cas très particulier d'un court-circuit «symétrique»).



Ir : Courant de réglage de la protection contre les courants de surcharge (protection thermique ou Long retard)
Isd : Courant de réglage de la protection contre les courants de court-circuit (protection magnétique ou Court retard)
Ii : Courant de réglage de la protection contre les courants de court-circuit Instantané
Icu : pouvoir de coupure

Fig. H30 : Courbe de fonctionnement type d'un disjoncteur électronique

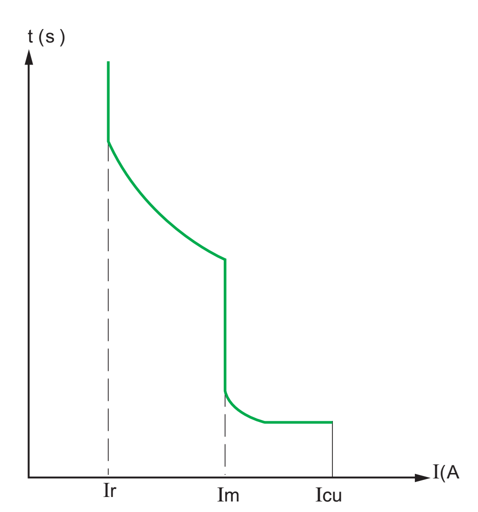


Fig. H29 : Courbe de fonctionnement type d'un disjoncteur magnétothermique

Icu	cos φ
6 kA < Icu ⩽ 10 kA	0,5
10 kA < Icu ⩽ 20 kA	0,3
20 kA < Icu ⩽ 50 kA	0,25
50 kA < Icu	0,2

Fig. H31 : Relation entre Icu et cos φ (selon la norme CEI 60947-2).

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Les valeurs assignées, Icu pour les disjoncteurs de type industriel et Icn pour les disjoncteurs de type domestique, sont données en kA efficace.
La norme CEI 60947-2 définit deux performances de pouvoir de coupure soit :
■ le pouvoir assigné de coupure ultime en court-circuit (Icu) : le disjoncteur est capable de couper un tel courant suivant la séquence d’essai normative O – CO(1), ensuite il peut être endommagé mais l’installation ne doit pas être dangereuse (sectionnement assuré),
■ le pouvoir assigné de coupure de service en court-circuit (Ics) exprimé en % de Icu : il représente un niveau de courant de court-circuit plus réaliste (au point d’installation). Le disjoncteur doit être capable, après sa coupure, de fonctionner sans dégradation de ses performances suivant la séquence d’essai normative O – CO – CO(1).
D’autres caractéristiques sont définies dans la norme CEI 60947-2 et développées dans le paragraphe 4.3.
■ Déphasage courant/tension : si le courant est en phase avec la tension d’alimentation (facteur de puissance (cos φ) = 1 pour le circuit), la coupure du courant est plus aisée à réaliser qu’à toute autre valeur du facteur de puissance. En revanche, la coupure d’un courant avec un facteur de puissance de type inductif de faible valeur est nettement plus difficile à réaliser.
Dans la pratique, pour tous les courants de court-circuit, le facteur de puissance est de type inductif et est (plus ou moins) de faible valeur. En général, à une tension donnée, plus le niveau de court-circuit est élevé, plus le facteur de puissance est faible, par exemple, plus le disjoncteur est proche d’un transformateur MT/BT de forte puissance.
Le tableau de la **Figure H31** extrait de la norme CEI 60947-2 établit les valeurs normalisées du cos φ en fonction de la valeur Icu pouvoir de coupure du disjoncteur.
La norme CEI 60947-2 a défini une batterie d’essais regroupés en séquences et devant être répétés sur un nombre spécifié d’appareils.
■ le même appareil est soumis à une suite d’essais cumulatifs incluant un essai de fermeture et d’ouverture sur court-circuit,
■ après la séquence d'essais de la performance Icu d'un disjoncteur [ouverture (O)-temporisation-fermeture/ouverture (CO)], des mesures et des essais complémentaires sont réalisés pour s’assurer que les caractéristiques suivantes n’ont pas été dégradées :
□ la tenue diélectrique,
□ la performance de déconnexion (aptitude à l’isolement),
□ le fonctionnement correct de la protection contre les courants de surcharge.

La connaissance de ces caractéristiques moins importantes est cependant souvent nécessaire au choix définitif d'un disjoncteur.

4.3 Autres caractéristiques d'un disjoncteur

Tension d'isolement (Ui)

C'est la valeur de la tension qui sert de référence pour les performances diélectriques de l'appareil effectuées généralement à des valeurs supérieures à 2Ui.

La tension d'emploi maximale d'un disjoncteur ne peut être qu'inférieure ou égale à Ui.

Ue ⩽ Ui.

(1) O représente une manœuvre d’ouverture.
CO représente une manœuvre de fermeture suivie d’une manœuvre d’ouverture.

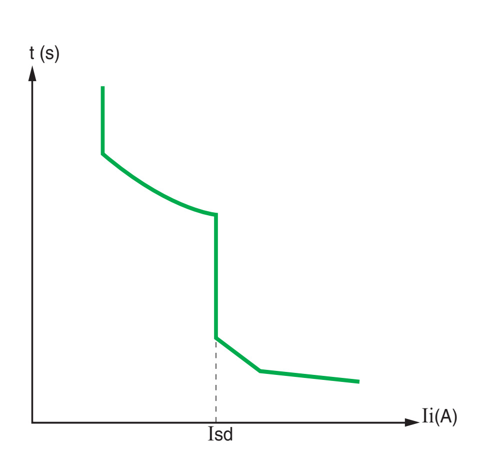


Fig. H32 : Disjoncteur de catégorie A

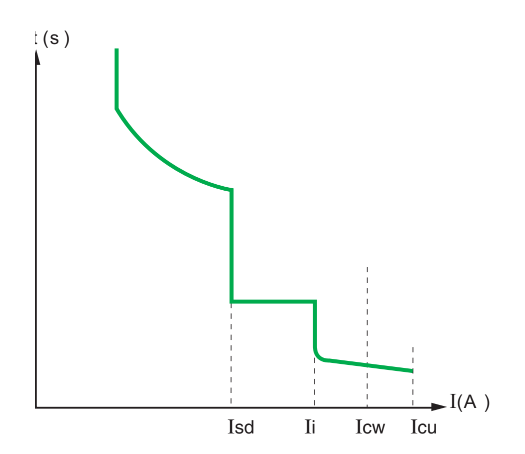


Fig. H33 : Disjoncteur de catégorie B

Dans toute installation, il est exceptionnel qu'un disjoncteur ait à couper un courant de défaut d'intensité analogue à son pouvoir de coupure Icu. C'est pour cette raison qu'un pouvoir de coupure de service Ics a été défini.

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Tension de tenue aux chocs (Uimp)

Cette caractéristique exprimée en kV choc traduit l'aptitude d'un matériel à résister aux tensions transitoires susceptibles de se présenter en exploitation.

Généralement pour les disjoncteurs industriels Uimp = 8 kV, et pour les disjoncteurs domestiques Uimp = 6 kV.

Catégorie (A ou B) courant de courte durée admissible (Icw)

Pour les disjoncteurs industriels (paragraphe 4.2) il existe deux catégories d'appareils :

- ceux de catégorie A pour lesquels aucun retard au déclenchement sur court-circuit n'est prévu (cf. **Fig. H32**). C'est le cas généralement des disjoncteurs sous boîtier moulé type Compact NSX,
- ceux de catégorie B pour lesquels, en vue de réaliser une sélectivité chronométrique, il est possible de retarder le déclenchement sur court-circuit de valeur inférieure au courant de courte durée admissible Icw (cf. **Fig. H33**). C'est généralement le cas des disjoncteurs ouverts type Masterpact et de certains gros disjoncteurs sous boîtier moulé (Compact NS1250N par exemple).

Icw est le courant maximal que peut supporter thermiquement et électrodynamiquement un disjoncteur de catégorie B pendant un temps donné par le constructeur.

Pouvoir de fermeture (Icm)

C'est la plus grande intensité de courant que le disjoncteur peut établir sous la tension assignée dans des conditions spécifiées. En courant alternatif, il s'exprime par la valeur de crête du courant. Le pouvoir de fermeture est égal à k fois le pouvoir de coupure, k étant donné par la **Figure H34**.

Icu	cos φ	Icm = kIcu
6 kA < Icu ⩽ 10 kA	0,5	1,7 x Icu
10 kA < Icu ⩽ 20 kA	0,3	2 x Icu
20 kA < Icu ⩽ 50 kA	0,25	2,1 x Icu
50 kA ⩽ Icu	0,2	2,2 x Icu

Fig. H34 : Relation entre Icu, Icm et cos φ (selon les normes CEI 60947-2 et NF EN 60947-2)

Exemple : un disjoncteur Masterpact NW08H2 a un pouvoir assigné de coupure ultime Icu de 100 kA. La valeur du pouvoir assigné de fermeture en court-circuit Icm (valeur crête) est donné par : 100 x 2,2 = 220 kA.

Performance de coupure de service (Ics)

Le pouvoir de coupure (Icu ou Icn) représente le courant de court-circuit maximal que peut avoir à couper un disjoncteur. La probabilité d'apparition d'un tel défaut est extrêmement faible et en exploitation un disjoncteur n'a en général à couper que des courants beaucoup plus faibles.
En revanche, il est important que des courants de court-circuit de probabilité plus élevée, soient coupés dans de très bonnes conditions afin de garantir, après élimination de la cause du défaut, la remise en service rapide et en toute sécurité de l'installation.
C'est pour cette raison que la CEI 60947-2 a introduit le pouvoir de coupure en service Ics, généralement exprimé en % de Icu (valeur à choisir par le constructeur entre 25, 50, 75 et 100 %), défini de la manière suivante :

- O - CO - CO (à la valeur Ics),
- les essais réalisés après cette séquence sont destinés à vérifier que le disjoncteur est en bon état et apte à assurer un service normal.

Pour les disjoncteurs de type domestique, Ics = k Icn, les valeurs du facteur k sont données dans le tableau XIV des normes CEI 60898 et NF EN 60898.

En Europe, il est de bonne pratique industrielle d'utiliser un facteur k de 100 %, soit Ics = Icn.

De nombreux disjoncteurs BT ont, par conception, une aptitude à limiter le courant de court-circuit c'est à dire à réduire son amplitude et à l'empêcher d'atteindre sa valeur de crête maximale dissymétrique (cf. Fig H35).

Limitation du courant de défaut

La capacité de limitation du courant d'un disjoncteur BT est déterminée par son aptitude à empêcher le passage d'un courant de défaut, en ne laissant passer qu'un courant d'intensité limitée, comme indiqué dans la **Figure H35**.
Le courant «présumé» de défaut fait référence au courant qui circulerait dans le circuit si le disjoncteur n'avait pas de performance de limitation ou s'il n'y avait pas de protection.
La performance de limitation du courant du disjoncteur est indiquée par le constructeur sous forme de courbes de limitation (cf. **Fig. H36**).

- La courbe du graphe « a » représente la valeur crête du courant limité en fonction de la valeur efficace de la composante alternative du courant présumé de défaut. La valeur crête non limitée de ce courant est représentée par une droite tangente à la courbe (aux courants faibles de défauts, il n'y a pas de limitation de courant).
- La limitation du courant réduit de façon importante les contraintes thermiques (proportionnelles à I^2t) et cette performance est représentée sur le graphe « b » de la Figure H36 en fonction de la valeur efficace de la composante alternative du courant présumé de défaut.

Certaines normes traitant des disjoncteurs pour les installations domestiques ou analogues (en particulier la norme européenne EN 60898) ont établi des classes. De ce fait un disjoncteur appartenant à une classe (de limiteur de courant) a une caractéristique de courant traversant limité I^2t définie par cette classe. Dans ce cas, les constructeurs n'ont pas à fournir des courbes de performance.

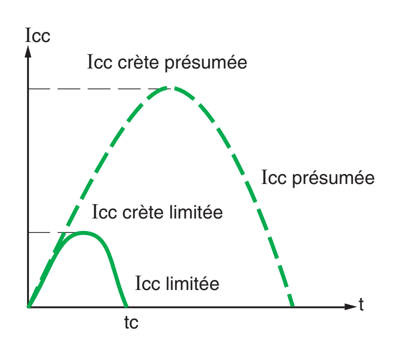


Fig. H35 : Courant présumé et courant limité réel

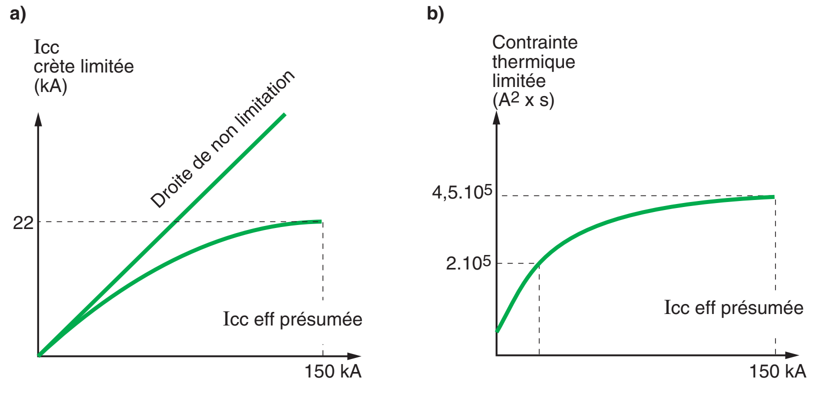


Fig. H36 : Courbes de performance d'un disjoncteur limiteur BT

La limitation de courant réduit à la fois les contraintes thermiques et électrodynamiques sur tous les éléments au travers desquels le courant de défaut passe et ainsi prolonge la durée d'utilisation de ces éléments. De plus, elle permet de mettre en œuvre la technique de filiation qui réduit significativement les coûts de conception et d'installation (cf. § 4.5).

Les avantages de la limitation

L'utilisation de disjoncteurs limiteurs présente de nombreux avantages :

- meilleure conservation de l'installation électrique : la limitation atténue fortement les effets néfastes des courants de court-circuit,
- réduction des effets thermiques : l'échauffement des conducteurs (et aussi de leur isolant) est significativement réduite, de sorte que la durée de vie des conducteurs est prolongée en conséquence,
- réduction des effets mécaniques : les forces dues aux répulsions électrodynamiques sont plus faibles avec moins de risques de déformations et de ruptures, de brûlures des contacts, etc.
- réduction des effets électromagnétiques (CEM) sur les équipements de mesure et les circuits associés, sur les réseaux de télécommunications, etc.

Exemple

Sur un départ ayant un courant présumé de court-circuit Icc de 150 kA efficace, un disjoncteur Compact NSX de type L limite l'amplitude du courant crête à moins de 10 % de celle du courant crête présumé, et réduit les effets thermiques à moins de 1 % de ceux qui auraient été créés par le courant présumé de défaut.

La filiation sur plusieurs niveaux de la distribution d'une installation BT, réalisée en aval d'un disjoncteur limiteur permet des gains économiques importants (cf. paragraphe 4.5) : par exemple, économie sur le choix des disjoncteurs (de performance moindre, donc moins coûteux), sur le dimensionnement des tableaux et sur l'étude (plus simple) de l'installation, soit une réduction totale de 20 % des coûts.

Avec la gamme de disjoncteurs Compact NSX, la sélectivité et la filiation des protections sont possibles simultanément jusqu'au plein pouvoir de coupure du disjoncteur en aval.

Le choix d'un disjoncteur est déterminé par : les caractéristiques électriques de l'installation, l'environnement, les récepteurs et l'aptitude à la télécommande et au type de communication souhaité.

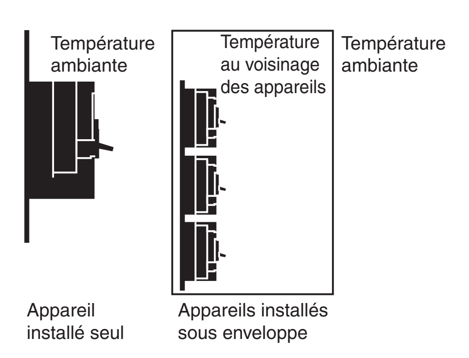


Fig. H37 : Température ambiante

Les disjoncteurs à déclencheurs thermiques non compensés ont un courant de déclenchement dépendant de la température.

4.4 Choix d'un disjoncteur

Choix d'un disjoncteur

Le choix d'un disjoncteur s'effectue en fonction :

- des caractéristiques électriques de l'installation sur laquelle il est installé,
- de l'environnement dans lequel il se trouve, température ambiante, installation en armoire, conditions climatiques,
- des caractéristiques de pouvoir de coupure et de pouvoir de fermeture,
- des impératifs d'exploitation : sélectivité, nécessité ou non de fonctions auxiliaires telles que télécommande, commande rotative, contacts auxiliaires, bobines de déclenchement auxiliaire, MN ou MX, insertion dans un réseau de communication local ou de supervision, etc,
- des règles d'installation, en particulier pour la protection des personnes,
- des caractéristiques des récepteurs, tels que moteurs, éclairage fluorescent, transformateurs BT/BT, etc. Les problèmes posés par ces récepteurs sont examinés en détail au chapitre M.

Ce qui suit s'attache au choix d'un disjoncteur dans les circuits de distribution.

Choix du courant assigné en fonction de la température

Le courant assigné d'un disjoncteur est défini pour un fonctionnement de l'appareil dans une température ambiante donnée, en général :

- 30 °C pour les disjoncteurs de type domestique,
- 40 °C pour les disjoncteurs de type industriel.

Le comportement des disjoncteurs dans des conditions de température différentes dépend de la technologie des déclencheurs. (cf. **Fig. H37**).

Déclencheurs magnétothermiques non compensés

Les disjoncteurs à déclencheurs thermiques non compensés ont un courant de déclenchement dépendant de la température. Si l'appareil est placé dans un coffret ou une armoire, ou dans une ambiance chaude, le courant de fonctionnement des déclencheurs thermiques peut être modifié. Les appareils Compact NSX sont calibrés à 40 °C. Pour des températures ambiantes supérieures, la déflexion du bilame modifie le seuil de déclenchement. Il y a "déclassement" si l'appareil est soumis à une température supérieure à sa température de référence. Les constructeurs donnent donc pour leurs disjoncteurs des tableaux de déclassement (ex : **Fig. H38**).

Les appareils de type modulaire (par exemple, gamme Multi 9 de Schneider Electric) sont souvent installés côte à côte dans des coffrets de faibles dimensions.

Si des disjoncteurs sont susceptibles d'être simultanément en charge, un facteur de correction (par exemple, 0,8) doit être appliqué à leur courant d'emploi.

Exemple

Quel courant assigné choisir pour un C60N ?

- devant protéger un circuit dont l'intensité d'emploi est 34 A,
- installé avec d'autres appareils côte à côte dans un coffret de distribution terminale,
- dans une température ambiante de 50 °C.

Un C60N calibre 40 A a, dans ces conditions, un courant d'emploi de 35,6 x 0,8 = 28,5 A (cf. **Fig. H38**). Il ne peut donc pas convenir. Il faut choisir un C60N, calibre 50 A dont le courant d'emploi est 44,0 x 0,8 = 35,2 A.

Déclencheurs magnétothermiques compensés

Ces déclencheurs comportent un bilame compensé en température qui garantit le déclenchement à la valeur de réglage du courant de surcharge (Ir ou Irth) en évitant l'influence de la température ambiante.

Par exemple

- Dans certains pays, les réseaux de distribution publique BT sont en schéma TT. La protection de l'installation électrique et de l'abonné est réalisée par des disjoncteurs fournis par le distributeur d'énergie. Ces disjoncteurs (de calibre généralement ⩽ 60 A) ont un rôle tarifaire de contrôle de la consommation : ainsi ils déclenchent par protection thermique dès que la consommation dépasse la valeur contractuelle de l'abonnement. Afin de conserver un seuil de déclenchement thermique constant, ces disjoncteurs doivent être compensés sous une plage de température de – 5 °C à + 40 °C.
- Les disjoncteurs BT de calibre ⩽ 630 A, équipés de déclencheurs magnétothermiques, ont généralement des déclencheurs compensés pour la même plage de température de – 5 °C à + 40 °C.

C60H : courbe C. C60N : courbes B et C (Température de référence : 30 °C)

Calibre (A)	20 °C	25 °C	30 °C	35 °C	40 °C	45 °C	50 °C	55 °C	60 °C
1	1,05	1,02	1,00	0,98	0,95	0,93	0,90	0,88	0,85
2	2,08	2,04	2,00	1,96	1,92	1,88	1,84	1,80	1,74
3	3,18	3,09	3,00	2,91	2,82	2,70	2,61	2,49	2,37
4	4,24	4,12	4,00	3,88	3,76	3,64	3,52	3,36	3,24
6	6,24	6,12	6,00	5,88	5,76	5,64	5,52	5,40	5,30
10	10,6	10,3	10,0	9,70	9,30	9,00	8,60	8,20	7,80
16	16,8	16,5	16,0	15,5	15,2	14,7	14,2	13,8	13,5
20	21,0	20,6	20,0	19,4	19,0	18,4	17,8	17,4	16,8
25	26,2	25,7	25,0	24,2	23,7	23,0	22,2	21,5	20,7
32	33,5	32,9	32,0	31,4	30,4	29,8	28,4	28,2	27,5
40	42,0	41,2	40,0	38,8	38,0	36,8	35,6	34,4	33,2
50	52,5	51,5	50,0	48,5	47,4	45,5	44,0	42,5	40,5
63	66,2	64,9	63,0	61,1	58,0	56,7	54,2	51,7	49,2

Disjoncteurs Compact NSX100-250 N/H/L équipé d'un déclencheur TM-D ou TM-G

Calibre	Température (°C)												
(A)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
16	18,4	18,7	18	18	17	16,6	16	15,6	15,2	14,8	14,5	14	13,8
25	28,8	28	27,5	25	26,3	25,6	25	24,5	24	23,5	23	22	21
32	36,8	36	35,2	34,4	33,6	32,8	32	31,3	30,5	30	29,5	29	28,5
40	46	45	44	43	42	41	40	39	38	37	36	35	34
50	57,5	56	55	54	52,5	51	50	49	48	47	46	45	44
63	72	71	69	68	66	65	63	61,5	60	58	57	55	54
80	92	90	88	86	84	82	80	78	76	74	72	70	68
100	115	113	110	108	105	103	100	97,5	95	92,5	90	87,5	85
125	144	141	138	134	131	128	125	122	119	116	113	109	106
160	184	180	176	172	168	164	160	156	152	148	144	140	136
200	230	225	220	215	210	205	200	195	190	185	180	175	170
250	288	281	277	269	263	256	250	244	238	231	225	219	213

Fig. H38 : Exemples de tableaux de courants qui servent de base à la détermination de la protection en fonction de la température

Les déclencheurs électroniques procurent l'avantage d'une très grande stabilité de fonctionnement lors des variations de température.

Déclencheurs électroniques

L'électronique procure au déclencheur l'avantage d'une très grande stabilité de fonctionnement lors des variations de température (cf. **Fig. H39**).
Cependant les appareils eux-mêmes subissent les effets de la température à leur voisinage.
Le déclassement de ces appareils est nécessaire pour garder une sécurité suffisante par rapport aux limites physiques de leurs composants (cuivrerie, capteurs, enveloppe, etc.).
Les constructeurs donnent généralement sous forme d'abaque les valeurs maximales de réglage des déclencheurs en fonction de la température.

Disjoncteur Masterpact NW20			40°C	45°C	50°C	55°C	60°C
H1/H2/H3	Débrochable prises AR horizontales	In (A)	2 000	2 000	2 000	1 980	1 890
		Réglage max. de Ir	1	1	1	0,99	0,95
L1	Débrochable prises AR de chant	In (A)	2 000	200	1 900	1 850	1 800
		réglage max. de Ir	1	1	0,95	0,93	0,90

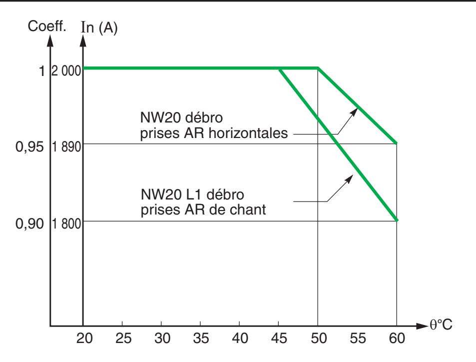
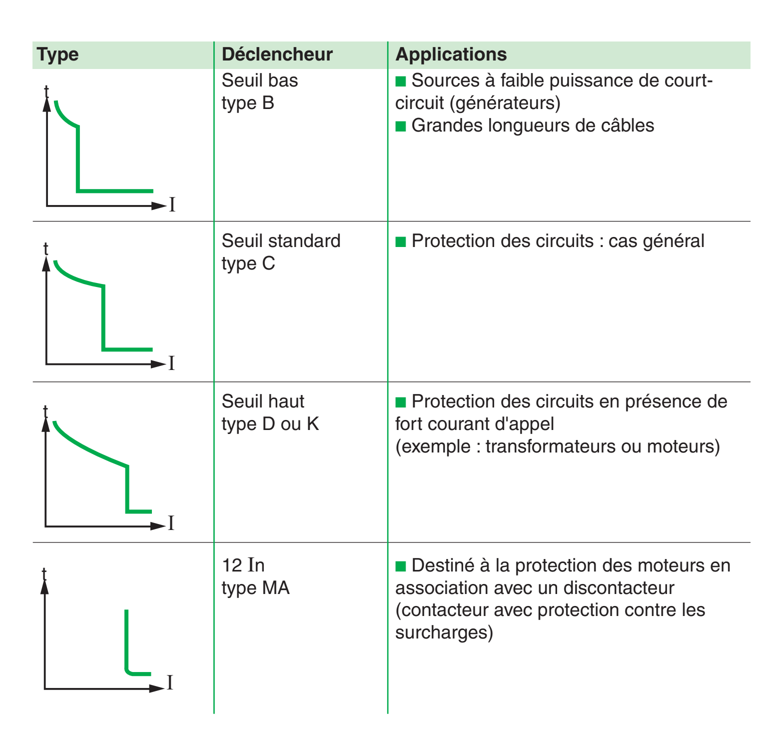


Fig. H39 : Déclassement d'un disjoncteur Masterpact NW20 selon la température

Choix d'un seuil instantané magnétique ou court-retard

La **Figure H40** récapitule les principales caractéristiques des déclencheurs magnétiques ou court-retard.



Type	Déclencheur	Applications
	Seuil bas type B	■ Sources à faible puissance de court-circuit (générateurs) ■ Grandes longueurs de câbles
	Seuil standard type C	■ Protection des circuits : cas général
	Seuil haut type D ou K	■ Protection des circuits en présence de fort courant d'appel (exemple : transformateurs ou moteurs)
	12 In type MA	■ Destiné à la protection des moteurs en association avec un discontacteur (contacteur avec protection contre les surcharges)

Fig. H40 : Différents déclencheurs magnétiques ou court-retard

Un disjoncteur dans une distribution BT doit pouvoir couper (seul ou associé à un autre dispositif) le court-circuit présumé en son point d'installation (prescriptions de la CEI 60 364 partie 4-43 § 434.5.1).

Choix d'un disjoncteur selon le pouvoir de coupure

L'installation d'un disjoncteur dans une distribution BT doit répondre à l'une des deux conditions suivantes :

■ soit posséder un pouvoir de coupure Icu (ou Icn) au moins égal au courant de court-circuit présumé en son point d'installation,

■ soit, si ce n'est pas le cas, être associé à un autre dispositif de coupure situé en amont et ayant le pouvoir de coupure nécessaire.

Dans ce dernier cas, les caractéristiques des deux dispositifs doivent être coordonnées de manière que l'énergie que laisse passer le dispositif placé en amont ne soit pas supérieure à celle que peut supporter sans dommage le dispositif placé en aval et les canalisations protégées par ces dispositifs.

Cette possibilité est mise à profit dans :

■ des associations fusibles-disjoncteurs,

■ des associations disjoncteurs-disjoncteurs appelées filiation qui utilisent le fort pouvoir de limitation des disjoncteurs Compact (voir le paragraphe 4.5).

Pour la France, la norme d’installation NF C 15-100 CEI 60 364 partie 4-43 reconnaît dans les mêmes termes les prescriptions décrites ci-dessus.

Choix d’un disjoncteur général d’arrivée et des disjoncteurs principaux

Un seul transformateur

Si le transformateur est installé dans un poste d’abonné à comptage BT, certaines normes nationales exigent un disjoncteur à coupure visible (tel qu’un disjoncteur Compact NSX débrochable ou un disjoncteur Compact NSX associé à un interrupteur INV à coupure visible).

Exemple (cf. **Fig. H41** page suivante)

Quel doit être le type de disjoncteur général pour une installation alimentée par un transformateur MT/BT triphasé 400 V de 250 kVA installé dans un poste d’abonné à comptage BT ?

In transformateur = 360 A

Icc (triphasé) = 8,9 kA

Un disjoncteur Compact NSX 400 N équipé d’un déclencheur Micrologic réglable sur la plage 160...400 A et ayant un pouvoir de coupure Icu de 50 kA est un choix adapté à cette application.

Dans le cas d'une alimentation par plusieurs transformateurs, le disjoncteur d'arrivée d'un des transformateurs doit avoir un pouvoir de coupure tel qu'en cas de court-circuit en amont sur son arrivée, il puisse couper seul un courant de court-circuit alimenté par tous les autres transformateurs.

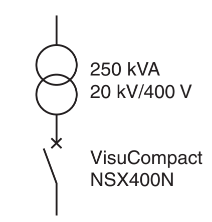


Fig. H41 : Exemple d'un transformateur et comptage BT

Fig. H42 : Transformateurs en parallèle

Plusieurs transformateurs en parallèle (cf. **Fig. H42**)

- Chaque disjoncteur principal DP d'un départ du tableau de distribution BT doit pouvoir couper un courant de court-circuit alimenté par tous les transformateurs connectés au jeu de barres soit dans l'exemple Icc DP = Icc1 + Icc2 + Icc3.
- Chaque disjoncteur général DG d'arrivée protégeant le secondaire d'un transformateur, doit pouvoir couper seul la valeur maximale d'un courant de court-circuit situé sur le circuit en amont, soit par exemple Icc = Icc2 + Icc3 pour un court-circuit situé juste en amont du disjoncteur DG1.

De cette considération, il ressort que :

- le disjoncteur général protégeant l'arrivée du transformateur ayant la plus faible puissance doit pouvoir couper le courant de court-circuit le plus élevé (fourni par tous les autres transformateurs),
- le disjoncteur général protégeant l'arrivée du transformateur ayant la plus forte puissance doit pouvoir couper le courant de court-circuit le moins élevé (fourni par tous les autres transformateurs).

En conséquence chaque disjoncteur général, dont le courant de réglage est déterminé par le calibre en kVA de son seul transformateur d'alimentation, doit être aussi dimensionné en terme de pouvoir de coupure qui dépend des autres transformateurs.

Note : les conditions essentielles pour réaliser la marche en parallèle de 3 transformateurs sont résumées ci-après :
1. tous les transformateurs doivent être du même type de couplage primaire-secondaire,
2. les rapports de transformation des tensions à vide doivent être identiques,
3. les impédances de court-circuit doivent être égales.

Par ailleurs, pour des transformateurs ayant un rapport supérieur à 2 entre les puissances nominales, la marche en parallèle n'est pas recommandée.
Par exemple, un transformateur de 750 kVA avec une impédance de court-circuit Zcc = 6 % peut fonctionner correctement en parallèle avec un transformateur de 1000 kVA ayant la même impédance de court-circuit Zcc = 6 %. Les deux transformateurs sont automatiquement chargés proportionnellement à leur puissance en kVA.
Le tableau de la **Figure H43** indique pour les schémas les plus courants (deux ou trois transformateurs de même puissance) le courant maximal de court-circuit que doit couper chaque disjoncteur général et chaque disjoncteur principal (respectivement DG et DP dans la Figure H42).
Le tableau est établi en faisant les hypothèses suivantes :

- la puissance de court-circuit du réseau triphasé en amont est de 500 MVA,
- les transformateurs sont de type standard 20 kV/400 V,
- la connexion entre le transformateur et le disjoncteur général de chaque circuit est réalisée par des câbles unipolaires de 5 mètres,
- la connexion entre un disjoncteur général (d'arrivée) et un disjoncteur principal (de départ) est réalisée par des barres de 1 mètre,
- l'appareillage est installé dans des tableaux fermés dans une température ambiante de 30 °C.

De plus, ce tableau indique des choix de disjoncteurs Schneider Electric :

- pour le disjoncteur général,
- pour le disjoncteur principal pour la valeur de courant assigné 250 A, à titre d'exemple.

Nombre et puissance des transformateurs 20 kV/400 V S en kVA	Disjoncteur général Pouvoir de coupure (PdC) minimum (kA)	Disjoncteur général (Sélectivité totale avec les départs)	Disjoncteur principal Pouvoir de coupure (PdC) minimum (kA)	Disjoncteur principal Choix pour un courant assigné de 250 A
2 x 400	14	NW08N1/NS800N	27	NSX250H
3 x 400	28	NW08N1/NS800N	42	NSX250H
2 x 630	22	NW10N1/NS1000N	42	NSX250H
3 x 630	44	NW10N1/NS1000N	67	NSX250H
2 x 800	19	NW12N1/NS1250N	38	NSX250H
3 x 800	38	NW12N1/NS1250N	56	NSX250H
2 x 1 000	23	NW16N1/NS1600N	47	NSX250H
3 x 1 000	47	NW16N1/NS1600N	70	NSX250H
2 x 1 250	29	NW20N1/NS2000N	59	NSX250H
3 x 1 250	59	NW20N1/NS2000N	88	NSX250L
2 x 1 600	38	NW25N1/NS2500N	75	NSX250L
3 x 1 600	75	NW25N1/NS2500N	113	NSX250L
2 x 2 000	47	NW32N1/NS3200N	94	NSX250L
3 x 2 000	94	NW32N1/NS3200N	141	NSX250L

Fig. H43 : Intensités maximales des courants de court-circuit que doivent couper un disjoncteur général et un disjoncteur principal avec plusieurs transformateurs en parallèle

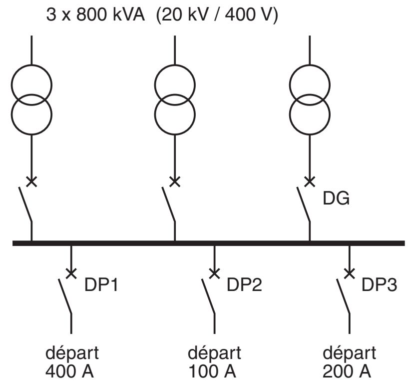


Fig. H44 : Exemple de transformateurs en parallèle

Exemple (cf. **Fig. H44**)

■ 3 transformateurs de 800 kVA (soit In = 1126 A) en parallèle.

La lecture du tableau de la Figure H43 permet de déduire dans ce cas :

□ le pouvoir de coupure (PdC) minimum Icu = 38 kA

□ directement, le choix du disjoncteur Compact NS 1250N (In = 1250 A, Icu = 50 kA).

■ Choix des disjoncteurs principaux DP :

La lecture du tableau de la Figure H43 permet en effet :

□ le pouvoir de coupure (PdC) minimum Icu = 56 kA

□ directement, le choix du disjoncteur Compact NSX 250H (In =250 A, Icu = 70 kA), pour le départ 250 A, disjoncteur DP1.

Afin d'optimiser la distribution BT, il est cependant recommandé de choisir pour les disjoncteurs principaux de ces trois départs des disjoncteurs limiteurs respectivement de NSX 400 L, NSX 100 L et NSX 250 L. Le pouvoir de coupure de tous ces disjoncteurs est Icu = 150 kA.

Le choix de ces disjoncteurs permet en :

□ d'être sélectifs (sélectivité totale) avec les disjoncteurs en amont (Compact NS 1250 N),

□ de mettre en œuvre la technique de filiation et, donc, de réaliser d'importantes économies sur les disjoncteurs installés en aval.

La valeur du courant de court-circuit en tout point de l'installation peut être obtenue sur des tableaux à partir de la valeur du courant de court-circuit à l'origine de l'installation

Choix des disjoncteurs divisionnaires et des disjoncteurs terminaux

A partir des tableaux de la Figure G39 du chapitre G, la valeur du courant de court-circuit triphasé peut être déterminée rapidement en tout point de l'installation connaissant :

■ l'intensité du courant de court-circuit à un point situé en amont de l'emplacement du disjoncteur concerné,

■ la longueur, la section et la nature de la canalisation située entre ces deux points.

Il suffit ensuite de choisir un disjoncteur dont le pouvoir de coupure est supérieur à la valeur lue dans le tableau.

Calcul détaillé du courant de court-circuit

Afin de calculer plus précisément le courant de court-circuit, notablement lorsque le pouvoir de coupure du disjoncteur est légèrement plus faible que le courant de court-circuit déduit du tableau, il est nécessaire d'utiliser la méthode indiquée dans le chapitre G paragraphe 4.

Emploi des disjoncteurs Phase-Neutre

Ces disjoncteurs sont munis uniquement d'un seul déclencheur sur la phase et peuvent être installés en schéma TT, TN-S et IT.

En schéma IT, les condition suivantes doivent cependant être respectées :

■ la condition (B) du tableau de la Figure G64 pour la protection du conducteur neutre contre les surintensités en cas d'un défaut double,

■ le pouvoir de coupure du disjoncteur, si le courant de court-circuit triphasé est :

□ inférieur à 10 kA, le disjoncteur Phase-Neutre doit être capable de couper sur un pôle (à la tension phase phase) un courant de double défaut égal à 15 % du courant présumé de court-circuit triphasé au point d'installation,

□ supérieur à 10 kA, le disjoncteur Phase-Neutre doit être capable de couper sur un pôle (à la tension phase phase) un courant de double défaut égal à 25 % du courant présumé de court-circuit triphasé au point d'installation,

Ces conditions s'appliquent aussi au choix des disjoncteurs bipolaires, tripolaires et tétrapolaires.

■ la protection contre les contacts indirects : elle est assurée selon les règles du schéma IT.

Cette prescription est indiquée dans la norme CEI 60364-4-43 au paragraphe 431.2.2 et dans la norme CEI 60947-2 annexe H.

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

En France, la norme NF C 15-100 reprend, en termes identiques, les articles de la norme CEI 60364-4-43.

Pouvoir de coupure insuffisant

Dans une distribution électrique à basse tension, il arrive parfois, principalement pour les installations de forte puissance, que l'intensité du courant présumé de court-circuit Icc soit supérieure au pouvoir de coupure Icu du disjoncteur que l'on souhaite installer.

Les solutions ci-après peuvent être envisagées :
■ solution 1 : utiliser la technique de filiation (décrite dans le paragraphe 4.5) si le disjoncteur situé en amont est de type limiteur et le permet,
■ solution 2 : remplacer un disjoncteur situé en amont non limiteur par un disjoncteur limiteur. Cette solution est intéressante économiquement seulement si un ou deux appareils sont concernés,
■ solution 3 : associer un fusible de type gG ou aM en amont du disjoncteur. Cette association doit respecter les règles suivantes :
□ choisir un fusible de calibre approprié,
□ ne pas installer de fusible sur le conducteur neutre sauf dans certains cas d'installation en schéma IT. En schéma IT si le courant de double défaut conduit à un courant de court-circuit supérieur au pouvoir de coupure du disjoncteur, un fusible peut être aussi installé sur le conducteur neutre à condition que la fusion de ce fusible provoque le déclenchement du disjoncteur.

Seuls des essais en laboratoire permettent de déterminer et de garantir la coordination entre deux disjoncteurs.

4.5 Coordination entre les disjoncteurs

Le terme de coordination concerne le comportement de deux appareils D1 et D2 placés en série dans une distribution électrique, en présence d'un court-circuit en aval de D2 (cf. **Fig. H45**). Il recouvre deux notions :
■ la filiation ou protection d'accompagnement,
■ la sélectivité.
Pour déterminer et garantir la coordination entre deux disjoncteurs, il est nécessaire d'effectuer une première approche théorique et de confirmer les résultats par des essais judicieusement choisis.
La norme CEI 60947-2 annexe A demande aux constructeurs que les résultats soient vérifiés par un grand nombre d'essais et consignés dans des tableaux.

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

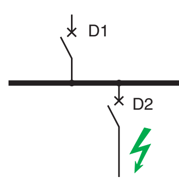


Fig. H45 : Coordination entre disjoncteurs

La technique de filiation consiste à utiliser le pouvoir de limitation des disjoncteurs en amont pour installer en aval des disjoncteurs, en général standard, ayant des performances moindres. Elle procure de ce fait une simplification et des économies pour l'installation.

Filiation

Définition de la filiation
En limitant la valeur crête d'un courant de court-circuit traversant, un disjoncteur limiteur permet l'utilisation, dans les circuits placés en aval de ce disjoncteur, d'appareillages ayant un pouvoir de coupure (disjoncteurs) et des caractéristiques de tenue thermique et électromécanique bien inférieurs à ceux nécessaires sans limitation.
La réduction de la taille physique et des performances requises conduit à de substantielles économies et à la simplification de la conception de l'installation. Il est à noter que :
■ en conditions de court-circuit, un disjoncteur limiteur a pour effet pour les circuits situés en aval d'augmenter l'impédance de source,
■ pour toutes les autres conditions de fonctionnement, il n'a aucun effet similaire, par exemple, lors d'un démarrage d'un moteur de forte puissance (pour lequel une source à faible impédance est hautement recommandée).
Les disjoncteurs de la gamme Compact NSX à haut pouvoir de limitation présentent ainsi des avantages économiques particulièrement intéressants.

Conditions de mise en œuvre
La plupart des normes d'installation nationales autorisent ce type d'association à condition que l'énergie que laisse passer le disjoncteur en amont ne soit pas supérieure à celle que peut supporter sans dommage le ou les disjoncteurs installés en aval bénéficiant du pouvoir de limitation du disjoncteur installé en amont.
La norme CEI 60364-5-53 § 535.2 reconnaît cette association, la norme CEI 60364-4-43 § 434.5.1 permet son application au niveau des pouvoirs de coupure.

Pour la France :
■ la norme NF C 15-100 § 535.2 reconnaît cette association dans ces conditions,
■ la norme NF C 15-100 § 434.5.1 permet son application au niveau des pouvoirs de coupure.

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Pour déterminer et garantir la filiation entre disjoncteurs, le constructeur doit effectuer des essais judicieusement choisis. C'est ainsi que Schneider Electric a toujours pratiqué pour établir les tableaux de filiation qui sont aujourd'hui en parfait accord avec l'annexe A de la norme CEI 60947-2. A titre d'exemple, le tableau de la **Figure H46** indique les possibilités de filiation des disjoncteurs C60, DT40N, C120 et NG125 avec les disjoncteurs Compact NSX 250 N, H ou L pour un réseau triphasé 230-240/400-415 V.

	kA eff.			
Pouvoir de coupure	150			NSX250L
du disjoncteur limiteur	70		NSX250H	
en amont	50	NSX250N		
		↓	↓	↓
Pouvoir de coupure	150			NG125L
renforcé par filiation	70		NG125L	
du disjoncteur en aval	36	NG125N	NG125N	
	30	C60N/H<=32A	C60N/H<=32A	C60N/H<=32A
	30	C60L<=25A	C60L<=25A Quick PRD 40/20/8	C60L<=25A
	25	C60H>=40A C120N/H	C60H>=40A C120N/H	C60H>=40A C120N/H
	20	C60N>=40A	C60N>=40A	C60N>=40A

Fig. H46 : Exemple de possibilités de filiation pour un réseau triphasé 230-240/400-415 V

Avantages de la filiation

La limitation du courant se faisant tout au long des circuits contrôlés par le disjoncteur limiteur, la filiation concerne tous les appareils placés en aval de ce disjoncteur. Elle n'est donc pas restreinte à 2 appareils consécutifs et peut être utilisée entre disjoncteurs situés dans des tableaux différents. Il en résulte que l'installation d'un seul disjoncteur limiteur peut engendrer des simplifications et des économies importantes pour toute l'installation aval :
- simplification des calculs de courants de court-circuit en aval, ces courants étant fortement limités,
- simplification du choix des appareils,
- économie sur ces appareils, puisque la limitation des courants de court-circuit permet d'utiliser des appareils moins performants, donc moins chers,
- économie sur les enveloppes, puisque les appareils moins performants sont en général moins encombrants.

Une sélectivité peut-être de type ampèremétrique, chronométrique ou énergétique, et alors être partielle ou totale, ou encore de type logique. Le système SELLIM (brevet Schneider Electric) associe les avantages de la sélectivité et de la limitation.

Sélectivité

Il y a sélectivité des protections si un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, est éliminé par l'appareil de protection placé immédiatement en amont du défaut et lui seul (cf. **Fig. H47**). L'étude de sélectivité décrite ci-après utilise la terminologie de la CEI 60947-2 pour les différents seuils de déclenchement (voir § 4.2).

La sélectivité entre deux disjoncteurs D1 et D2 est **totale** si D2 fonctionne pour toute valeur de court-circuit jusqu'au courant de court-circuit franc triphasé au point où il est placé (cf. **Fig. H48**).

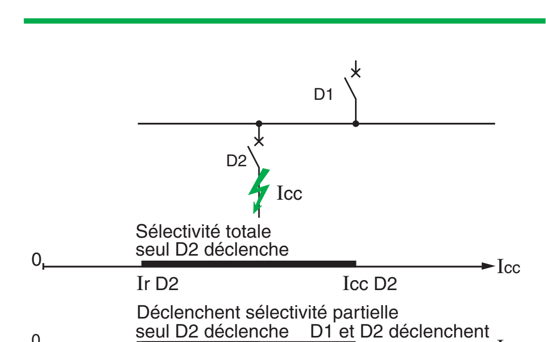


Fig. H47 : Sélectivité totale et partielle

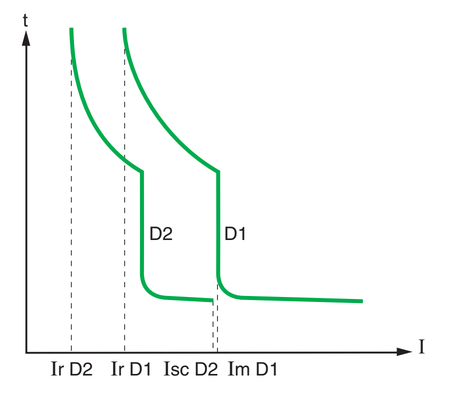


Fig. H48 : Sélectivité totale entre les disjoncteurs D1 et D2

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

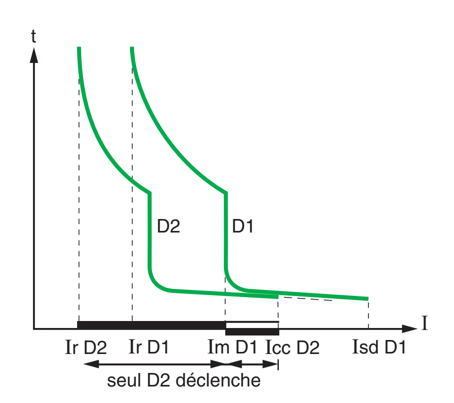


Fig. H49 : Sélectivité partielle entre les disjoncteurs D1 et D2

La sélectivité est **partielle** si D2 fonctionne seul jusqu'à un courant de court-circuit présumé Is inférieur à Icc D2. Au-delà de cette valeur, D1 et D2 fonctionnent simultanément (cf. **Fig. H49**).

Principe de la sélectivité selon le type de protection

■ Protection contre les courants de surcharge : sélectivité ampèremétrique
La sélectivité ampèremétrique est fondée sur l'étagement des niveaux des courants (cf. **Fig. H50a**).
□ Cette technique repose sur le décalage en intensité (vers la droite) des courbes de protection : le réglage de la protection en amont est toujours plus élevé que celui de la protection en aval.
□ Cette technique utilisée seule assure une sélectivité totale lorsque le courant présumé de défaut Icc D2 est suffisamment faible (distribution terminale) pour être inférieur au magnétique fixe (ou au seuil de réglage de la protection Court retard) du disjoncteur en amont Isd D1 (la limite de sélectivité est Is = Isd D1).
Une règle simple pour obtenir une sélectivité totale dans le cas général :
□ Ir D1/Ir D2 > 2 ,
□ Isd D1 > Isd D2.

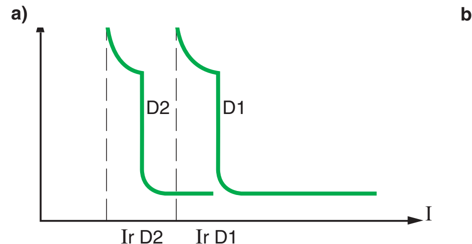
■ Protection contre les courants de court-circuit de faible valeur : sélectivité chronométrique
La sélectivité chronométrique est fondée sur l'étagement des temporisations (cf. **Fig. H50b**).
Cette technique repose sur le décalage en temps (décalage vers le haut) des courbes de protection :
□ le retard intentionnel (Δt), ou la différence des retards intentionnels, entre les déclenchements des disjoncteurs est suffisant pour assurer la sélectivité,
□ les seuils des protections Court retard sont aussi suffisamment étagés.
Cette technique de sélectivité ne peut pas être utilisée seule en BT : elle doit être associée à la technique de sélectivité précédente. La sélectivité est totale lorsque le courant présumé de défaut Icc D2 est inférieur au seuil de réglage de la protection Instantané du disjoncteur en amont Ii D1 (cas du disjoncteur général en amont des disjoncteurs principaux dans les TGBT)

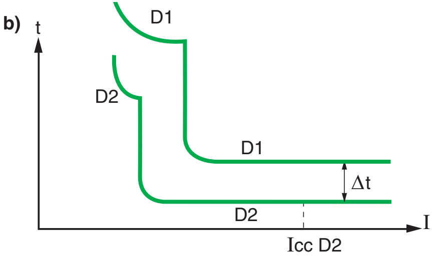
Combinaison de ces deux techniques (cf. **Fig. H50c**).
La règle pour obtenir une sélectivité totale dans le cas général
□ Ir D1/Ir D2 > 2,
□ Isd D1/Isd D2 > 2,
□ Δt D1 > Δt D2 (généralement 50 % de différence est suffisant),
□ Icc D2 < Ii D1.

■ Protection contre les courants de court-circuit de forte valeur : sélectivité énergétique
La sélectivité énergétique repose sur la capacité du disjoncteur aval D2 à limiter l'énergie le traversant à une valeur inférieure à celle nécessaire pour provoquer le déclenchement du disjoncteur amont D1.
Aucune règle générale ne peut être établie : seuls des essais conformément aux normes CEI 60947-1 et -2 peuvent garantir une telle sélectivité

Synthèse des techniques de sélectivité

■ Sélectivité ampèremétrique (cf. **Fig. H51**) :
□ Is = Isd D2 si les seuils de la protection Court retard des deux disjoncteurs, Isd D1 et Isd D2, sont égaux ou très proches,
□ Is = Isd D1 si les seuils de la protection Court retard des deux disjoncteurs, Isd D1 et Isd D2, sont suffisamment éloignés.





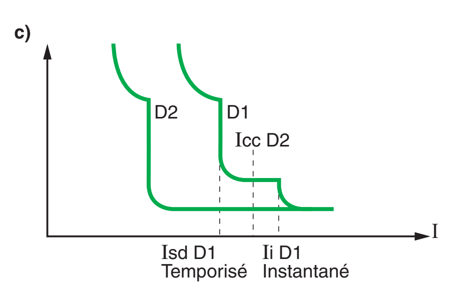


Fig. H50 : Sélectivité

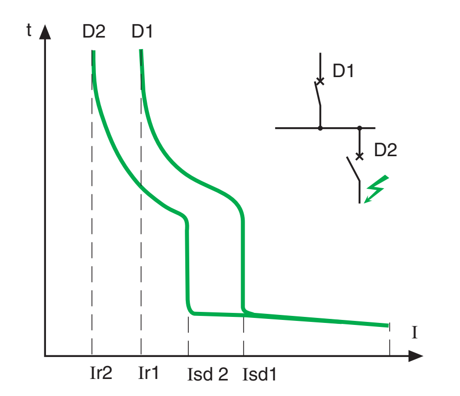


Fig. H51 : Sélectivité ampèremétrique

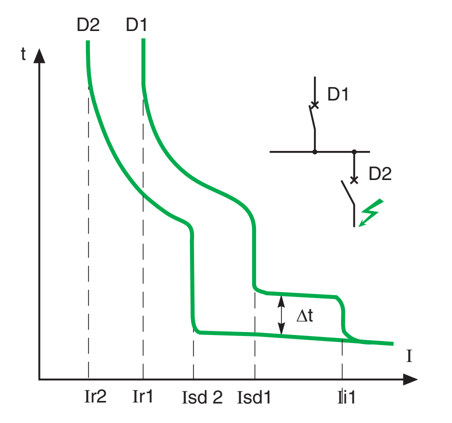


Fig. H52 : Sélectivité chronométrique

Une règle simple, la sélectivité ampèremétrique est pleinement réalisée si
□ Ir D1 / Ir D2 > 2,
□ Isd D1 / Isd D2 > 2.

La limite de sélectivité est :
□ Is = Isd D1.

Qualité de la sélectivité
La sélectivité est totale si Icc2 < Isd D1
Cela implique :
- *un faible niveau du courant de court-circuit Icc2,*
- *une différence importante entre les calibres des disjoncteurs.*

La sélectivité ampèremétrique seule est utilisée dans la distribution terminale.

- Sélectivité chronométrique (cf. **Fig. H52**)

Les seuils (Ir D1, Isd D1) de D1 et (Ir D2, Isd D2) de D2 respectent les règles d'étagement de la sélectivité ampèremétrique.

La limite de sélectivité Is :
□ Is ⩽ Ii D1 sur les départs terminaux et/ou divisionnaires.
Des disjoncteurs de catégorie A (suivant CEI 60947-2) en aval peuvent être utilisés avec des disjoncteurs légèrement temporisés en amont. Cela permet de prolonger la sélectivité ampèremétrique jusqu'au seuil de protection Instantané Ii1 du disjoncteur en amont.
□ Is ⩾ Icw D1 sur les arrivées et les départs du TGBT.
A ce niveau, la continuité de service étant prioritaire, les caractéristiques de l'installation permettent l'utilisation de disjoncteurs de catégorie B (suivant CEI 60947-2) conçus pour un déclenchement temporisé. Ces disjoncteurs ont une tenue thermique élevée (Icw ⩽ 50 % Icu pour Δt = 1s).

Nota : L'utilisation de disjoncteurs de catégorie B impose à l'installation de supporter des contraintes électrodynamiques et thermiques importantes.
De ce fait, ces disjoncteurs ont un seuil instantané Ii élevé, réglable et inhibable, pour protéger éventuellement les jeux de barres.

Qualité de la sélectivité
La sélectivité est totale si :
- *sur les départs terminaux et/ou divisionnaires avec des disjoncteurs en amont de catégorie A :*

Icc D2 < Ii D1
Nota : le courant de court-circuit Icc D2 n'est pas trop élevé.
- *sur les arrivées et les départs du TGBT avec des disjoncteurs en amont de catégorie B :*

Icc D2 ⩾ Icw D1
Même pour des Icc D2 importants, la sélectivité chronométrique assure une sélectivité totale.

- Sélectivité énergétique

□ Avec les disjoncteurs traditionnels.
Lorsque la filiation est mise en œuvre entre deux appareils, elle se fait par le déclenchement du disjoncteur en amont D1 pour aider le disjoncteur en aval D2 à couper le courant. La limite de sélectivité a une valeur Is au maximum égale au pouvoir de coupure Icu D2 du disjoncteur en aval (car au delà les deux disjoncteurs déclenchent pour assurer la filiation).

□ Grâce à la limitation de courant avec Compact NSX
La technique de coupure mise en œuvre sur les courants de court-circuit élevés permet d'augmenter naturellement la limite de sélectivité :
- Le disjoncteur D2 (Compact NSX) en aval voit un courant de court-circuit très important. Le déclenchement réflexe le fait ouvrir très rapidement (< 1 ms) avec une très forte limitation du courant de défaut.
- Le disjoncteur D1 (Compact NSX) en amont voit un courant de défaut très limité. Ce courant génère une répulsion des contacts. Cette répulsion entraîne une tension d'arc limitant encore plus le courant de court-circuit. Mais la pression d'arc est insuffisante pour provoquer le déclenchement réflexe. Ainsi D1 (Compact NSX) aide D2 (Compact NSX) à couper le courant sans déclencher.

La limite de sélectivité Is peut dépasser le pouvoir de coupure IcuD2 du disjoncteur en aval et atteindre le pouvoir de coupure renforcé par filiation.
La sélectivité devient alors totale avec un coût optimisé d'appareils.

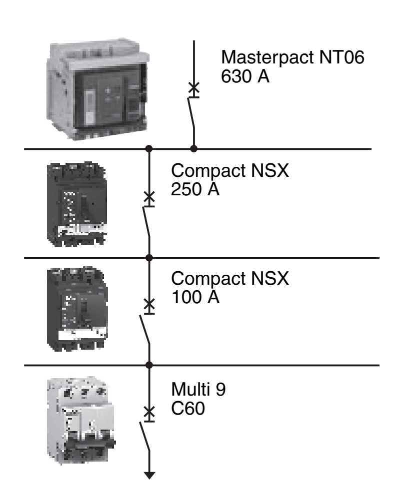


Fig. H53 : Quatre niveaux de sélectivité avec les disjoncteurs Schneider Electric : Masterpact NT Compact NSX et Multi 9

Une règle simple, la sélectivité entre les disjoncteurs Compact NSX est totale dès que leur rapport de taille est ⩾ 2,5.

Qualité de la sélectivité avec Compact NSX

L'avantage principal des disjoncteurs Compact NSX est de rendre naturelle la sélectivité totale (indépendamment de la valeur du courant de court-circuit Icc D2) dès que :

- *l'étagement des réglages Long retard et Court retard est ⩾ 1,6,*
- *l'étagement des calibres nominaux (taille des boîtiers) des appareils est ⩾ 2,5.*

■ Exemple pratique de sélectivité à plusieurs niveaux avec des disjoncteurs Schneider Electric (équipés de déclencheurs électroniques).

Le disjoncteur Masterpact NT est totalement sélectif avec n'importe lequel des disjoncteurs de la gamme Compact NSX c'est à dire le disjoncteur en aval déclenche seul pour toute valeur de courant de court-circuit jusqu'à son pouvoir de coupure.

De plus, tous les disjoncteurs Compact NSX sont totalement sélectifs entre eux dès que

□ le rapport entre les tailles de boîtier est 2,5,

□ le rapport entre les réglages des protections est de 1,6.

La même règle s'applique pour la sélectivité totale avec les disjoncteurs modulaires Multi 9 installés en aval (cf. **Fig. H53**).

La sélectivité logique n'est réalisable qu'avec des disjoncteurs équipés de déclencheurs électroniques conçus à cette fin (Compact, Masterpact).

Sélectivité logique ou "Zone Sequence Interlocking – ZSI"

Ce type de sélectivité est réalisable avec des disjoncteurs équipés de déclencheurs électroniques conçus à cette fin (Compact, Masterpact). Seules les fonctions de protection Court retard ou de protection Terre (GFP) des appareils pilotés sont gérées par la Sélectivité Logique qui nécessite la mise en oeuvre d'un fil pilote reliant tous les dispositifs de protection placés en cascade dans une installation.

En particulier, la fonction protection Instantané - fonction de protection intrinsèque - n'est pas concernée.

Réglages des disjoncteurs pilotés

■ temporisation : il est nécessaire de respecter l'étagement des temporisations de la sélectivité chronométrique (Δt D1 ⩾ Δt D2 ⩾ Δt D3),

■ seuils : il est nécessaire de respecter l'étagement naturel des calibres des protections (Isd D1 ⩾ Isd D2 ⩾ Isd D3).

Nota : Cette technique permet d'obtenir une sélectivité même avec des disjoncteurs de calibres proches.

Principes

L'activation de la fonction Sélectivité Logique se fait par la transmission d'informations sur le fil pilote :

■ entrée ZSI :

□ niveau bas (absence de défaut en aval) : la fonction de protection est en veille avec une temporisation réduite (⩽ 0,1 s),

□ niveau haut (présence de défaut en aval) : la fonction de protection concernée passe à l'état de la temporisation réglée sur l'appareil.

■ sortie ZSI :

□ niveau bas : le déclencheur ne détecte pas de défaut, n'envoie par d'ordre,

□ niveau haut : le déclencheur détecte un défaut, envoie un ordre.

Fonctionnement

Un fil pilote relie en cascade les dispositifs de protection d'une installation (cf. **Fig. H54**). Lorsqu'un défaut apparaît, chaque disjoncteur, qui détecte le défaut envoie un ordre (sortie à niveau haut) pour faire passer le disjoncteur situé juste en amont à sa temporisation naturelle (entrée à niveau haut).

Le disjoncteur placé juste au dessus du défaut ne reçoit pas d'ordre (entrée niveau bas) et de ce fait déclenche quasi instantanément.

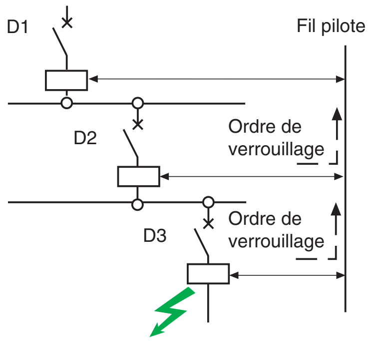


Fig. H54 : Sélectivité logique

Qualité de la sélectivité

Cette technique permet :

- *de réaliser en standard la sélectivité sur trois niveaux ou plus,*
- *dans le cas d'un défaut directement sur le jeu de barres amont, d'éliminer les contraintes importantes sur l'installation liées à l'utilisation de disjoncteurs à déclenchement temporisé afin d'obtenir une sélectivité chronométrique :*
  En sélectivité logique, tous les disjoncteurs sont « virtuellement » à déclenchement instantané.
- *de réaliser une sélectivité classique en aval avec des disjoncteurs non pilotés (par la sélectivité logique).*

4.6 Sélectivité MT/BT dans un poste d'abonné à comptage BT

En général, le transformateur MT/BT dans un poste d'abonné à comptage BT est protégé par des fusibles MT :

- d'un calibre approprié par rapport au dimensionnement du transformateur,
- en conformité avec les principes développés dans les normes CEI 60787 et CEI 60420,
- en suivant les recommandations du constructeur de fusibles.

L'exigence de base est qu'un fusible MT ne doit pas fonctionner lors de l'apparition d'un défaut sur la distribution à basse tension en aval du disjoncteur général BT. De ce fait, la courbe caractéristique de déclenchement de ce dernier doit toujours être située en dessous de la courbe de pré-arc du fusible MT.

Cette exigence définit généralement les seuils maximaux des réglages du disjoncteur général BT :

- le seuil maximal du réglage de la protection Court retard et de la protection Instantané,
- la temporisation maximale de la protection Court retard (cf. **Fig. H55**),

Exemple :

- le courant de court-circuit aux bornes MT du transformateur : 250 MVA.
- transformateur MT/BT : 1250 kVA ; 20 kV/400 V ;
- fusibles HT : 63 A (tableau C11),
- liaison transformateur-disjoncteur général BT : 10 m de câbles unipolaires,
- disjoncteur général BT : Visucompact NS2000 réglé à 1800 A.

Quel est le réglage maximal du déclencheur court retard et son seuil de temporisation ?

Les courbes de la **Figure H56** montrent que la sélectivité est assurée si le déclencheur court-retard du disjoncteur est réglé comme suit :

- seuil Isd ⩽ 6 Ir = 10,8 kA,
- temporisation tsd réglée sur le cran 1 ou 2.

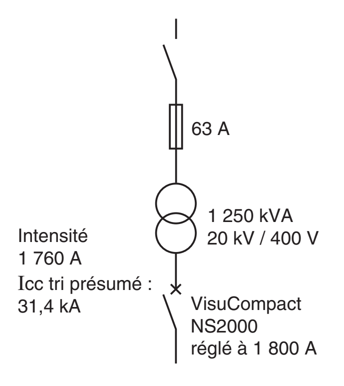


Fig. H55 : Exemple

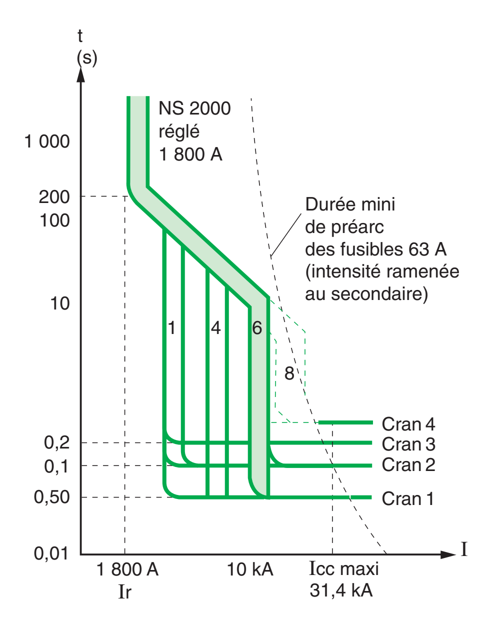


Fig. H56 : Courbes de pré-arc du fusible MT et de déclenchement du disjoncteur général BT



Chapitre J
La protection contre les surtensions

Sommaire

1 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique

1.1 Généralité sur les surtensions

1.1.1 Différents types de surtension

Une surtension est une impulsion ou une onde de tension qui se superpose à la tension nominale du réseau (cf. **Fig. J1**).

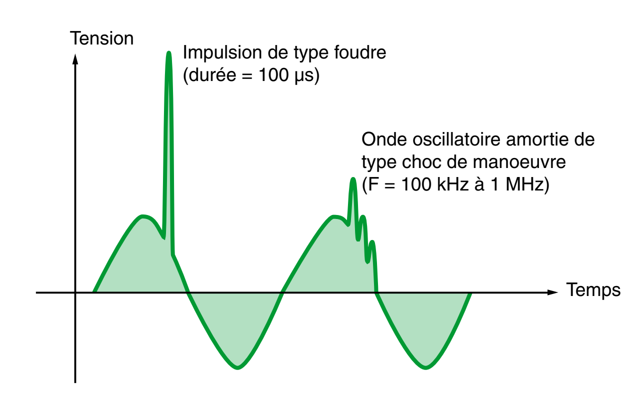


***Fig. J1** : Exemple de surtensions*

Ce type de surtension est caractérisé par (cf. **Fig. J2**) :
- le temps de montée tf (en µs),
- la pente S (en kV/µs).

Une surtension perturbe les équipements et produit un rayonnement électromagnétique. En plus, la durée de la surtension (T) cause un pic énergétique dans les circuits électriques qui est susceptible de détruire des équipements.

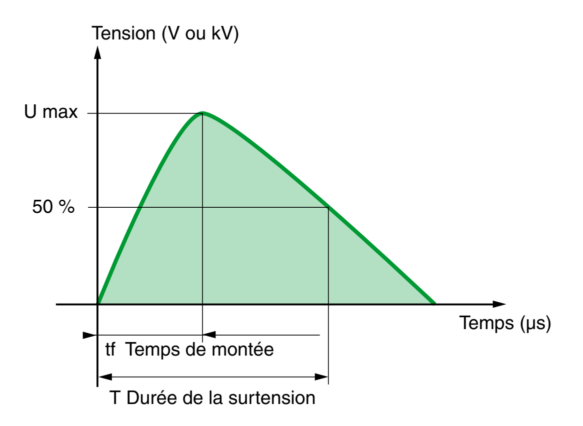


***Fig. J2** : Principales caractéristiques d'une surtension*

Quatre types de surtension peuvent perturber les installations électriques et les récepteurs :
- surtensions de manœuvre :

surtensions à haute fréquence ou oscillatoire amortie (cf. Fig. J1) causées par une modification du régime établi dans un réseau électrique (lors d'une manœuvre d'appareillage).
- les surtensions à fréquence industrielle :

surtensions à la même fréquence que le réseau (50, 60 ou 400 Hz) causées par un changement d'état permanent du réseau (suite à un défaut : défaut d'isolement, rupture conducteur neutre, ..).
- surtensions causées par des décharges électrostatiques.

Surtensions à très haute fréquence très courtes (quelques nanosecondes) causées par la décharge de charges électriques accumulées (Par exemple, une personne marchant sur une moquette avec des semelles isolantes se charge électriquement à une tension de plusieurs kilovolts).
- surtensions d'origine atmosphérique.

Les coups de foudre en quelques chiffres : les éclairs produisent une énergie électrique impulsionnelle extrêmement importante (cf. Fig.J4)
- *de plusieurs milliers d'ampères (et de plusieurs milliers de volts),*
- *de haute fréquence (de l'ordre du mégahertz),*
- *de courte durée (de la microseconde à la milliseconde).*

1.2 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique

Dans le monde, entre 2000 et 5000 orages sont constamment en formation. Ces orages sont accompagnés de coups de foudre qui constituent un sérieux risque pour les personnes et les matériels. Les éclairs frappent le sol à la moyenne de 30 à 100 coups par seconde, soit 3 milliards de coups de foudre chaque année.
Le tableau de la **figure J3** indique les valeurs caractéristiques de foudroiement. Comme il peut être constaté, 50% des coups de foudre sont d'intensité supérieure à 33 kA et 5% d'intensité supérieure à 65 kA. L'énergie transportée par le coup de foudre est donc très élevée.

Probabilité cumulée %	Courant crête (kA)	Gradient (kA/µs)
95	7	9,1
50	33	24
5	65	65
1	140	95
0	270	

Fig. J3 : Valeurs des décharges de foudre données par la norme CEI 62305

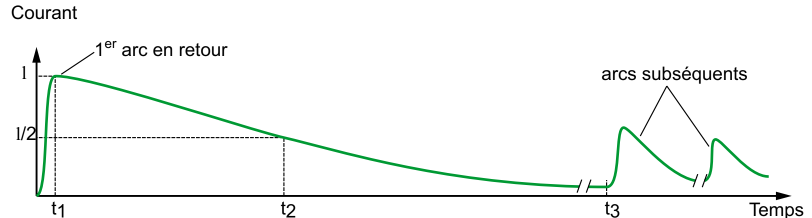


Fig. J4 : Exemple de courant de foudre

La foudre cause aussi un grand nombre d'incendies, la plupart en milieu agricole (détruisant les habitations ou les rendant hors d'usage). Les bâtiments de grande hauteur sont les bâtiments plus particulièrement foudroyés.

1.3 Effets sur les installations électriques

La foudre endommage particulièrement les installations électriques ou électroniques : les transformateurs, les compteurs électriques, les appareils électroménagers dans le résidentiel comme dans l'industrie.
Le coût de réparation des dommages causés par la foudre est très élevé. Mais il est très difficile d'évaluer les conséquences :
- des perturbations causées aux ordinateurs et aux réseaux de télécommunication,
- des défauts créés dans le déroulement de programme des automates ou dans les systèmes de régulation.

De plus les pertes d'exploitation peuvent avoir des coûts très supérieurs à ceux du matériel détruit.

La foudre est un phénomène électrique à haute fréquence qui produit des surtensions sur tous les éléments conducteurs et particulièrement sur les câblages et les équipements électriques.

1.3.1 Impacts des coups de foudre

Les coups de foudre peuvent toucher les installations électriques (et/ou de communication) d'un bâtiment de deux manières :
- par impact direct du coup de foudre sur le bâtiment (a) (cf. **Fig. J5 et Fig J6a**),
- par impact indirect du coup de foudre sur le bâtiment :
- un coup de foudre peut tomber sur une ligne électrique aérienne alimentant le bâtiment (b) (cf. Fig. J5). La surintensité et la surtension peuvent se propager à plusieurs kilomètres du point d'impact.
- un coup de foudre peut tomber à proximité d'une ligne électrique (c) (cf. Fig. J5 et **Fig J6b**). C'est le rayonnement électromagnétique du courant de foudre qui induit un fort courant et une surtension sur le réseau d'alimentation électrique.
Dans ces deux derniers cas, les courants et les tensions dangereuses sont transmises par le réseau d'alimentation.
- un coup de foudre peut tomber à proximité du bâtiment (d) (cf. **Fig. J6c**). Le potentiel de terre autour du pont d'impact monte dangereusement.

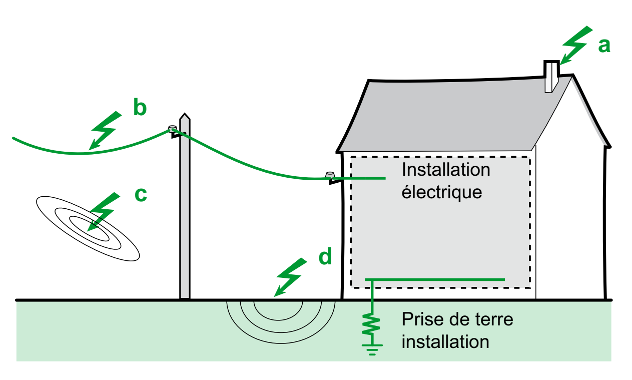
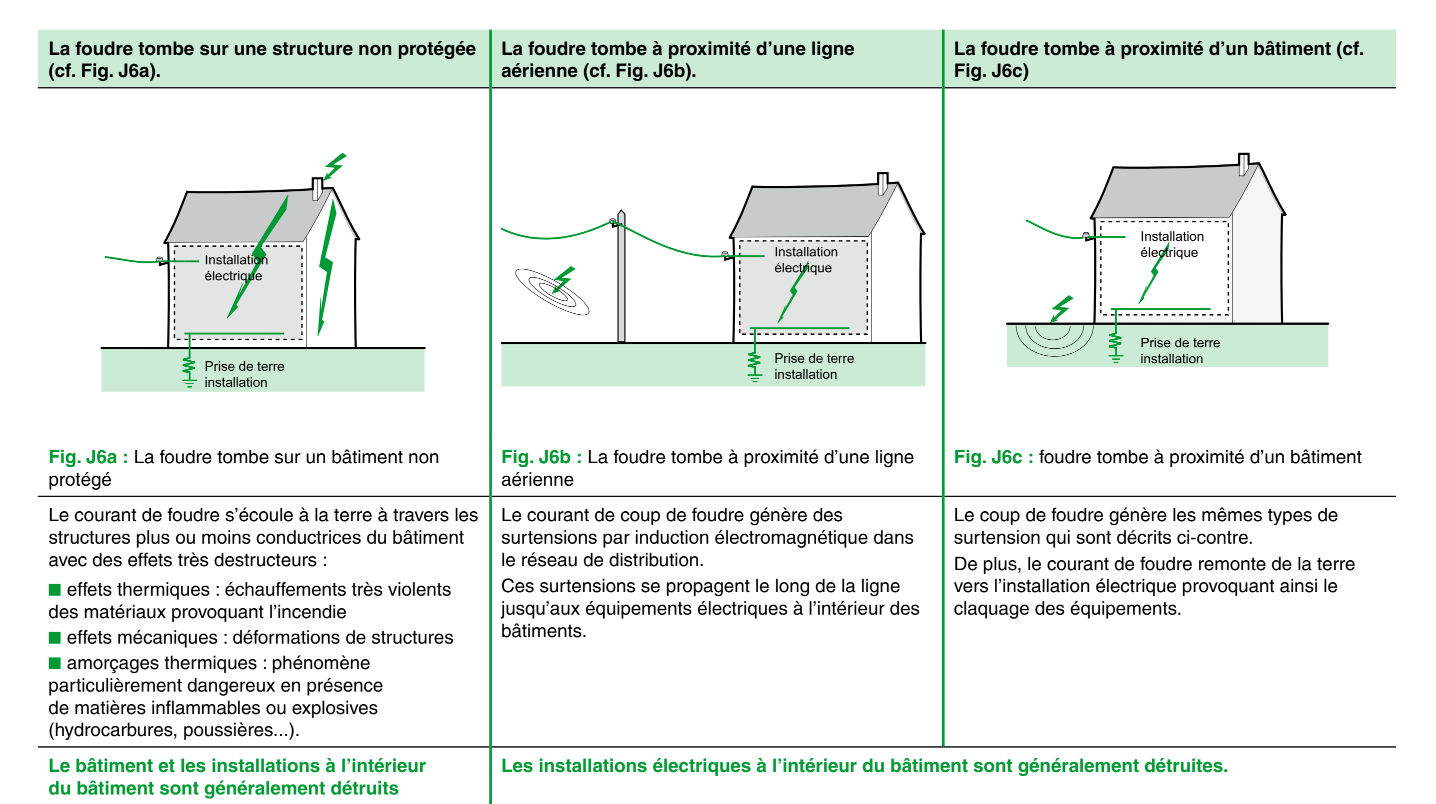


Fig. J5 : Les différents types d'impact de foudre

Dans tous les cas, les conséquences pour les installations électriques et les récepteurs peuvent être dramatiques.



La foudre tombe sur une structure non protégée (cf. Fig. J6a).	La foudre tombe à proximité d'une ligne aérienne (cf. Fig. J6b).	La foudre tombe à proximité d'un bâtiment (cf. Fig. J6c)
Fig. J6a : La foudre tombe sur un bâtiment non protégé	**Fig. J6b :** La foudre tombe à proximité d'une ligne aérienne	**Fig. J6c :** foudre tombe à proximité d'un bâtiment
Le courant de foudre s'écoule à la terre à travers les structures plus ou moins conductrices du bâtiment avec des effets très destructeurs : ■ effets thermiques : échauffements très violents des matériaux provoquant l'incendie ■ effets mécaniques : déformations de structures ■ amorçages thermiques : phénomène particulièrement dangereux en présence de matières inflammables ou explosives (hydrocarbures, poussières...).	Le courant de coup de foudre génère des surtensions par induction électromagnétique dans le réseau de distribution. Ces surtensions se propagent le long de la ligne jusqu'aux équipements électriques à l'intérieur des bâtiments.	Le coup de foudre génère les mêmes types de surtension qui sont décrits ci-contre. De plus, le courant de foudre remonte de la terre vers l'installation électrique provoquant ainsi le claquage des équipements.
Le bâtiment et les installations à l'intérieur du bâtiment sont généralement détruits	**Les installations électriques à l'intérieur du bâtiment sont généralement détruites.**	

Fig. J6 : Conséquence de l'impact de la foudre

1.3.2 Les différents modes de propagation

■ **le mode commun**

Les surtensions en mode commun apparaissent entre les conducteurs actifs et la terre : phase/terre ou neutre/terre (cf. **Fig. J7**). Elles sont dangereuses surtout pour les appareils dont la masse est connectée à la terre en raison des risques de claquage diélectrique.

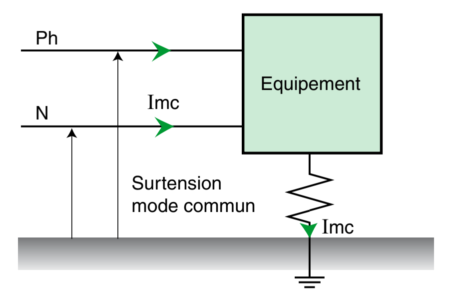


Fig. J7 : Le mode commun

■ **le mode différentiel**

Les surtensions en mode différentiel apparaissent entre conducteurs actifs phase/phase ou phase/neutre (cf. **Fig. J8**). Elles sont particulièrement dangereuses pour les équipements électroniques, les matériels sensibles de type informatique, etc.

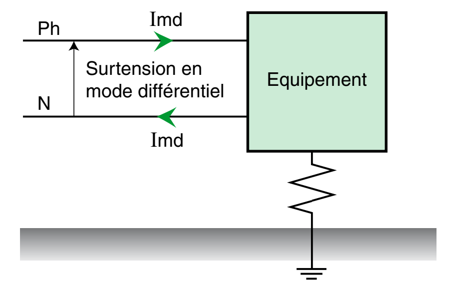


Fig. J8 : Le mode différentiel

1 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique

1.4 Caractérisation de l'onde de foudre

L'analyse des phénomènes permet de définir les types d'ondes de courant et de tension de foudre.

■ 2 types d'onde de courant sont retenus par les normes CEI :

■ onde 10/350 µs : pour caractériser les ondes de courants de coup de foudre direct (cf. **Fig. J9**),

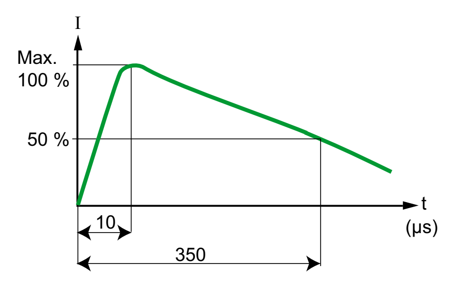


Fig. J9 : Onde de courant 10/350 µs

■ onde 8/20 µs : pour caractériser les ondes de courants de coup de foudre indirect (cf. **Fig. J10**).

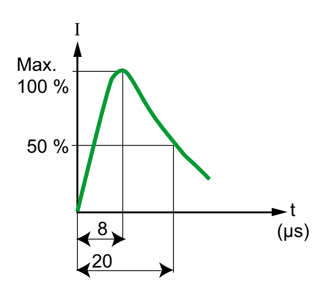


Fig. J10 : Onde de courant 8/20 µs

Ces 2 types d'onde de courant de foudre sont utilisés pour définir les essais des parafoudres (norme CEI 61643-11) et l'immunité des équipements aux courants de foudre. La valeur crête de l'onde de courant caractérise l'intensité du coup de foudre.

■ Les surtensions crées par les coups de foudre sont caractérisées par une onde de tension 1,2/50 µs (cf. **Fig. J11**).
Ce type d'onde de tension est utilisé pour vérifier la tenue des équipements aux surtensions d'origine atmosphérique (tension de choc suivant CEI 61000-4-5).

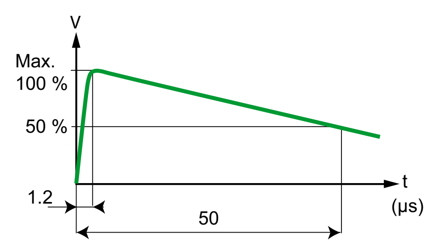


Fig. J11 : Onde de tension 1,2/50 µs

2.1 Règles Générales

La système de protection d'un bâtiment contre les effets de la foudre doit comprendre :
■ une protection des structures contre les coups de foudre directs,
■ une protection de l'installation électrique contre les coups de foudre directs et indirects.

2.1.1 Démarche pour prévenir les risques de foudroiement

Le principe de base de la protection d'une installation contre les risques de foudroiement consiste à empêcher l'énergie perturbatrice d'atteindre les équipements sensibles. Pour cela, il est nécessaire :

■ de capter et de canaliser le courant de foudre vers la terre par le chemin le plus direct (en évitant la proximité des équipements sensibles),

■ de réaliser l'équipotentialité de l'installation.

Cette liaison équipotentielle est réalisée par des conducteurs d'équipotentialité, complétée par des parafoudres ou par des éclateurs (éclateur de mât d'antenne par exemple).

■ de minimiser les effets induits et indirects par la mise en œuvre de parafoudres et ou de filtres.

Deux systèmes de protection sont utilisés pour supprimer ou limiter les surtensions : ils sont désignés comme système de protection du bâtiment (à l'extérieur des bâtiments) et système de protection de l'installation électrique (à l'intérieur des bâtiments).

2.2 Système de protection du bâtiment

Le rôle du système de protection du bâtiment est de le protéger contre les coups de foudres directs.

Le système est composé :

■ du dispositif de capture : le paratonnerre,

■ des conducteurs de descente destinés à écouler le courant de foudre vers la terre,

■ des prises de terre en patte d'oie reliées entre elles,

■ des liaisons entre toutes les masses métalliques (réseau d'équipotentialité) et les prises de terre.

En effet, lors de l'écoulement du courant de foudre dans un conducteur, si des différences de potentiel apparaissent entre celui-ci et les masses reliées à la terre qui se trouvent à proximité, celles-ci peuvent entraîner des amorçages destructeurs.

2.2.1 Les 3 types de paratonnerre

Trois types de protection du bâtiment sont utilisés :

■ **Le paratonnerre à tige simple**
Le paratonnerre à tige est une pointe de capture métallique placée au sommet du bâtiment. Il est mis à la terre par un ou plusieurs conducteurs (souvent des bandes de cuivre) (cf. **Fig. J12**).

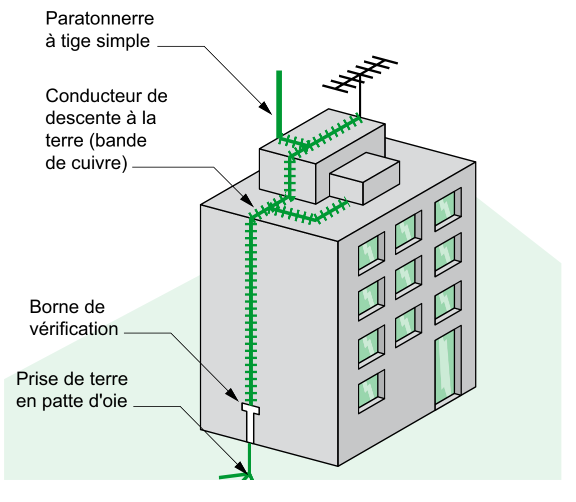


Fig. J12 : Protection par un paratonnerre à tige simple

■ **Le paratonnerre à fil tendu**
Ces fils sont tendus au dessus de la structure à protéger. Ils sont utilisés pour protéger des structures particulières : aires de lancement de fusées, applications militaires et protection des lignes aériennes à haute tension (cf. **Fig. J13**).

■ **Le paratonnerre à cage maillée (cage de Faraday)**
Cette protection consiste à multiplier de manière symétrique les conducteurs-rubans de descente tout autour du bâtiment. (cf. **Fig. J14**).
Ce type de paratonnerre est utilisé pour des bâtiments très exposés abritant des installations très sensibles comme des salles informatiques.

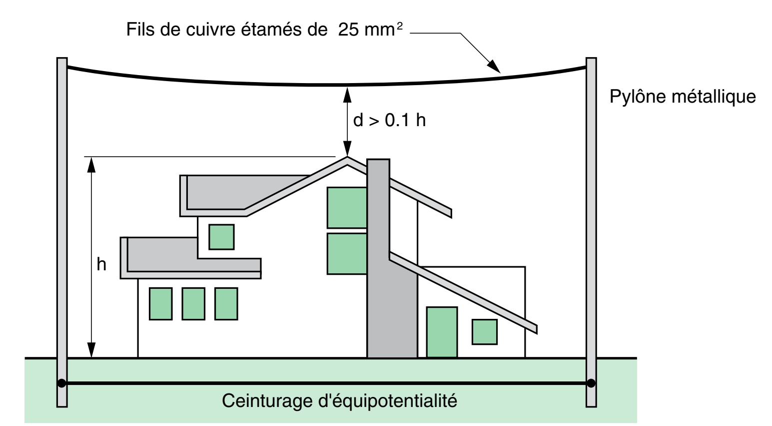


Fig. J13 : Exemple de protection contre la foudre par paratonnerre à fils tendus

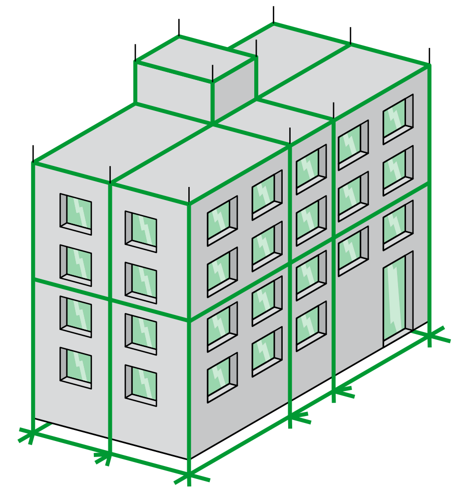


Fig. J14 : Exemple de protection contre la foudre utilisant le principe de la cage maillée (cage de Faraday)

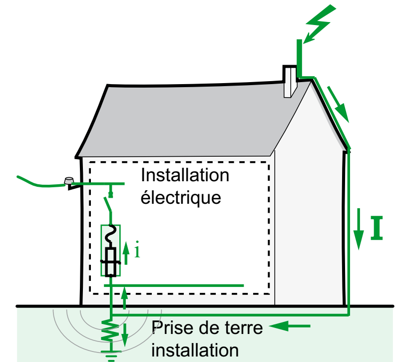


Fig. J15 : Retour de courant de foudre direct

2.2.2 Incidence de la protection du bâtiment sur les équipements de l'installation électrique

50% du courant de foudre écoulée par le système de protection du bâtiment remonte dans les réseaux de terre de l'installation électrique (cf. **Fig. J15**) : la montée en potentiel des masses dépasse très fréquemment la tenue des isolations des conducteurs des différents réseaux (BT, Télécommunications, câble vidéo, etc.). De plus, l'écoulement du courant à travers les conducteurs de descente génère des surtensions induites dans l'installation électrique.
En conséquence, le système de protection du bâtiment ne protège pas l'installation électrique : il est donc obligatoire de prévoir un système de protection de l'installation électrique.

2.3 Système de protection de l'installation électrique

L'objectif principal du système de protection de l'installation électrique est de limiter les surtensions à des valeurs acceptables pour les équipements.
Le système de protection de l'installation électrique est composé :
- d'un ou de plusieurs parafoudres selon la configuration du bâtiment,
- du réseau d'équipotentialité : maillage métallique des masses et éléments conducteurs.

2.3.1 Mise en œuvre

La démarche pour protéger les installations électriques et de communication d'un bâtiment est la suivante

Recherche d'information
- Identifier tous les récepteurs sensibles et leur localisation dans le bâtiment,
- Identifier les réseaux de puissance et de communication et leur point d'entrée respectif dans le bâtiment,
- Vérifier la présence éventuelle d'un paratonnerre sur le bâtiment ou à proximité,
- Prendre connaissance de la réglementation applicable à la situation du bâtiment,
- Evaluer le risque de foudroiement en fonction de la situation géographique, le type d'alimentation, la densité de foudroiement, …

Mise en œuvre de la solution
- Réaliser l'équipotentialité des masses par un maillage,
- Installer un parafoudre dans le tableau d'arrivée BT,
- Installer un parafoudre complémentaire dans chaque tableau divisionnaire situé à proximité des équipements sensibles (cf. **Fig. J16**).

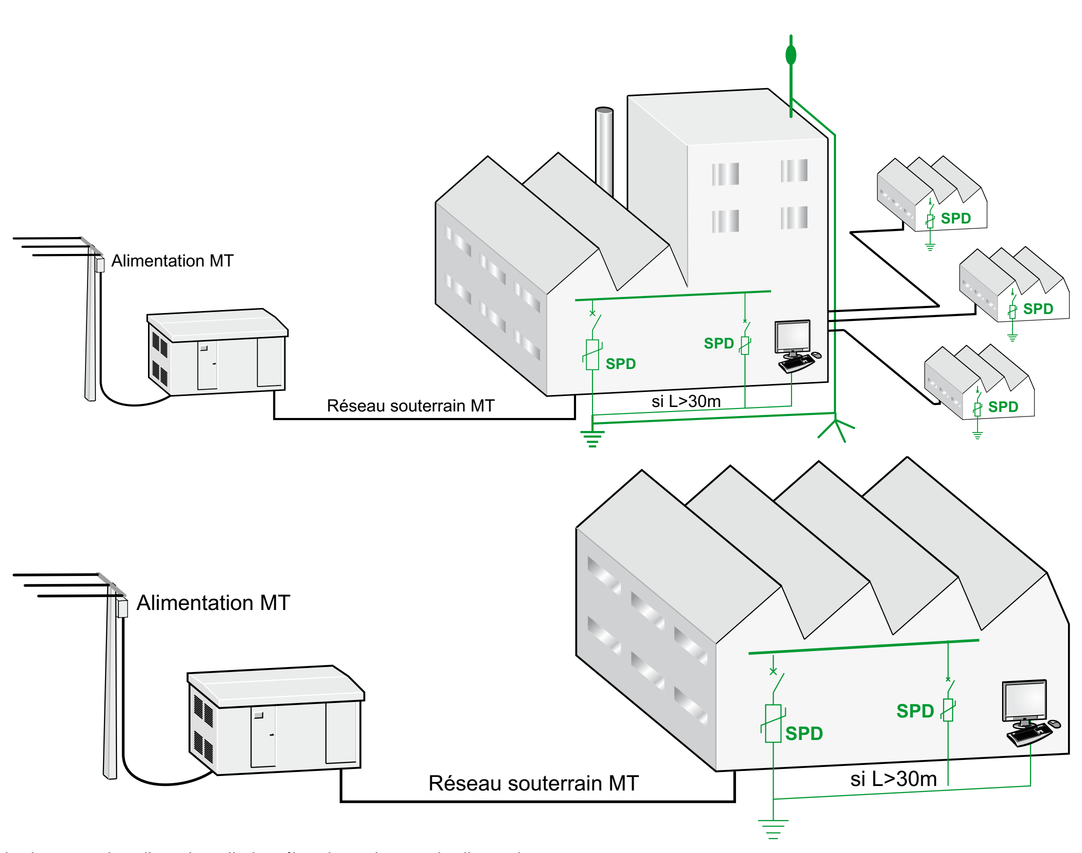


Fig. J16 : Exemple de protection d'une installation électrique de grande dimension

2.4 Le Parafoudre

Les dispositifs de protection par parafoudre sont utilisés pour les réseaux d'alimentation électrique, les réseaux téléphoniques, les bus de communication ou d'automatisme.

Le parafoudre est un composant du système de protection de l'installation électrique.
Ce dispositif est connecté en parallèle sur le circuit d'alimentation des récepteurs qu'il doit protéger (cf. **Fig. J17**). Il peut aussi être utilisé à tous les niveaux du réseau d'alimentation.
C'est le type de protection contre les surtensions le plus utilisé et le plus efficient.

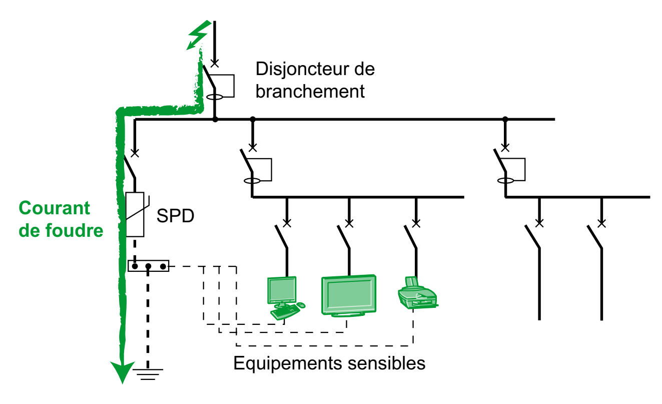


Fig. J17 : Principe de la protection en parallèle

Principe
Le parafoudre est un dispositif destiné à limiter les surtensions transitoires d'origine atmosphérique et à dériver les ondes de courant vers la terre, afin de limiter l'amplitude de cette surtension à une valeur non dangereuse pour l'installation électrique et l'appareillage électrique.
Le parafoudre élimine les surtensions :
- en mode commun, entre phase et neutre ou terre,
- en mode différentiel, entre phase et neutre.

En cas de surtension supérieure au seuil de fonctionnement, le parafoudre
- conduit l'énergie à la terre, en mode commun,
- répartit l'énergie dans les autres conducteurs actifs, en mode différentiel.

Les trois types de parafoudre :

- **parafoudre de type 1**

Le parafoudre de type 1 est préconisé dans le cas particulier des bâtiments tertiaires et industriels, protégés par un paratonnerre ou par une cage maillée.
Il protège l'installation électrique contre les coups de foudre directs. Il permet d'écouler le courant de foudre « en retour » se propageant du conducteur de terre vers les conducteurs du réseau
Les parafoudres de type 1 sont caractérisés par une onde de courant 10/350 µs.

- **parafoudre de type 2**

Le parafoudre de type 2 est la protection principale de toutes les installations électriques basse tension. Installé dans chaque tableau électrique, il évite la propagation des surtensions dans les installations électriques et protège les récepteurs.
Les parafoudres de type 2 sont caractérisés par une onde de courant 8/20 µs.

- **parafoudre de type 3**

Ces parafoudres possèdent une faible capacité d'écoulement. Ils sont donc obligatoirement installés en complément des parafoudres de type 2 et à proximité des récepteurs sensibles.
Les parafoudres de type 3 sont caractérisés par une combinaison des ondes de tension (1,2/50 µs) et de courant (8/20 µs).

■ **Définition normative des parafoudres**

	Coup de foudre direct	Coup de foudre indirect	
CEI 61643-1	Classe I test	Classe II test	Classe III test
CEI 61643-11/2007	Type 1 : T1	Type 2 : T2	Type 3 : T3
EN/IEC 61643-11	Type 1	Type 2	Type 32
Former VDE 0675v	B	C	D
Type d'onde d'essais	10/350	8/20	1.2/50 +8/20

Note 1: *il existe des parafoudres* T1 + T2 *soit (B+C) combinant la protection des récepteurs contre les coups de foudre directs et indirects.*
Note 2: *les parafoudres* T2 *peuvent aussi être déclarés en* T3.

Fig. J18 : Définition normative des parafoudres

2.4.1 Caractéristiques des parafoudres

La norme internationale CEI 61643-1Edition 2.0 (03/2005) définit les caractéristiques et les essais des parafoudres connectés aux réseaux de distribution basse tension (cf. **Fig. J19**)

■ **caractéristiques communes**

□ Uc : tension maximale de service permanent
C'est la tension efficace ou continue au delà de laquelle le parafoudre devient passant. Cette valeur est choisie en fonction de la tension du réseau et du schéma des liaisons à la terre.

□ Up : niveau de protection (à In)
C'est la tension maximale aux bornes du parafoudre lorsqu'il est passant. Cette tension est atteinte lorsque le courant qui s'écoule dans le parafoudre est égal à In. Le niveau de protection doit être choisi inférieur à la tenue en surtension des charges (cf. paragraphe 3.2). Lors de coups de foudre, la tension aux bornes du parafoudre reste généralement inférieure à Up.

□ In : courant nominal de décharge
C'est la valeur de crête d'un courant de forme d'onde 8/20 µs que le parafoudre est capable d'écouler 15 fois.

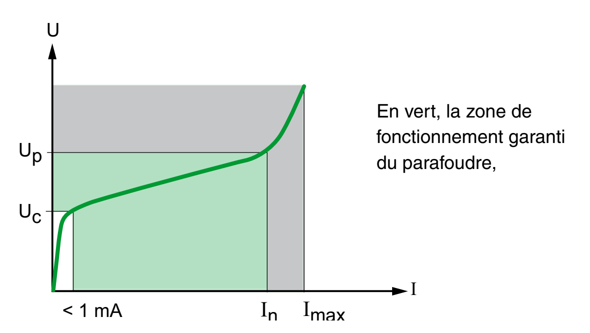


Fig. J19 : Caractéristique temps/courant d'un parafoudre à varistance

■ **parafoudre de type 1**

□ Iimp : courant impulsionnel de décharge
C'est la valeur de crête d'un courant de forme d'onde 10/350 µs que le parafoudre est capable d'écouler 5 fois.

□ Ifi : courant d'auto-extinction
Applicable uniquement à la technologie à éclateur.
C'est le courant (50 Hz) que le parafoudre est capable d'interrompre de lui-même après amorçage. Ce courant doit toujours être supérieur au courant de court-circuit présumé au point d'installation.

■ **parafoudre de type 2**
□ Imax : courant maximal de décharge
C'est la valeur de crête d'un courant de forme d'onde 8/20 µs que le parafoudre est capable d'écouler 1 fois.

■ **parafoudre de type 3**
□ Uoc : tension en circuit ouvert appliquée lors des essais de class III (type 3)

2.4.2 Les principales applications

■ Les parafoudres BT
Des dispositifs très différents, tant d'un point de vue technologique que d'utilisation, sont désignés par ce terme. Les parafoudres basse tension sont modulaires pour être facilement installés à l'intérieur des tableaux BT.
Il existe aussi des parafoudres adaptables sur les prises de courant mais ces parafoudres ont une faible capacité d'écoulement.
■ Les parafoudres pour les circuits à courant faible
Ces dispositifs protègent les réseaux téléphoniques, les réseaux commutés ou d'automatisme (bus) contre les surtensions issues de l'extérieur (foudre) et celles internes au réseau d'alimentation (équipement polluant, manœuvre d'appareillage, etc.).
De tels parafoudres sont aussi installés dans des coffrets de distribution ou intégrés dans des récepteurs.

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

Pour protéger une installation électrique dans un bâtiment, des règles simples s'appliquent au choix
- *du ou des parafoudres,*
- *de son dispositif de protection.*

3.1 Règle de conception

Pour une installation de distribution électrique, les caractéristiques essentielles servant à définir le système de protection foudre et choisir un parafoudre pour protéger une installation électrique dans un bâtiment sont :

- parafoudre
  - le nombre de parafoudre,
  - le type,
  - le niveau d'exposition pour définir le courant de décharge Imax du parafoudre.
- dispositif de déconnexion
  - courant maximal de décharge Imax,
  - niveau de court-circuit Icc au point d'installation.

Le logigramme ci-après illustre cette règle de conception.

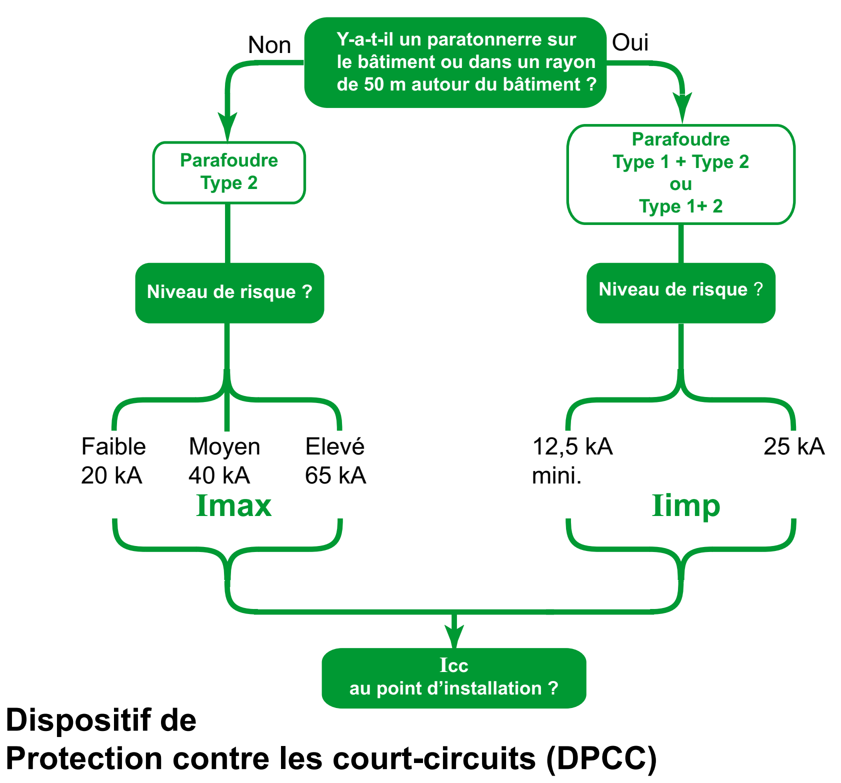


Fig. J20 : Logigramme pour le choix d'un système de protection

Les autres caractéristiques de choix d'un parafoudre sont prédéfinies pour une installation électrique :
- nombre de pôles du parafoudre,
- le niveau de protection Up,
- la tension de service Uc.

Ce sous chapitre J3 décrit plus en détails les critères de choix du système de protection en fonction des caractéristiques de l'installation, des équipements à protéger et de l'environnement.

3.2 Eléments du système de protection

Un parafoudre doit toujours être installé à l'origine de l'installation électrique.

3.2.1 Localisation et type de parafoudres

Le type de parafoudre à installer à l'origine de l'installation dépend de la présence ou non d'un paratonnerre. Si le bâtiment est équipé d'un paratonnerre (selon CEI 62305) un parafoudre de type1 doit être installé.

Pour les parafoudres en tête d'installation, les normes d'installation CEI 60364 imposent des valeurs minimales pour les 2 caractéristiques suivantes :

- courant nominal de décharge **In = 5 kA (8/20) µs,**
- niveau de protection **Up (à In) < 2, 5 kV.**

Le nombre de parafoudre complémentaire à installer est déterminé par :

- la taille du site et la difficulté d'assurer l'équipotentialité. Sur des sites de grande taille, il est impératif d'installer un parafoudre en tête de chaque armoire divisionnaire.
- la distance des charges sensibles à protéger par rapport à la protection de tête. Lorsque les récepteurs sont implantés à plus de 30 m de la protection de tête, il est nécessaire de prévoir une protection fine spécifique au plus près des charges sensibles.
- le risque d'exposition. En cas de site très exposé, le parafoudre de tête ne peut pas assurer à la fois un fort écoulement du courant de foudre et un niveau de protection suffisamment bas. En particulier, un parafoudre de type 1 est généralement accompagné par un parafoudre de type 2.

Le tableau de la **figure J21** ci-après indique le nombre et le type de parafoudre à mettre en œuvre en fonction des 2 paramètres précédemment définis.

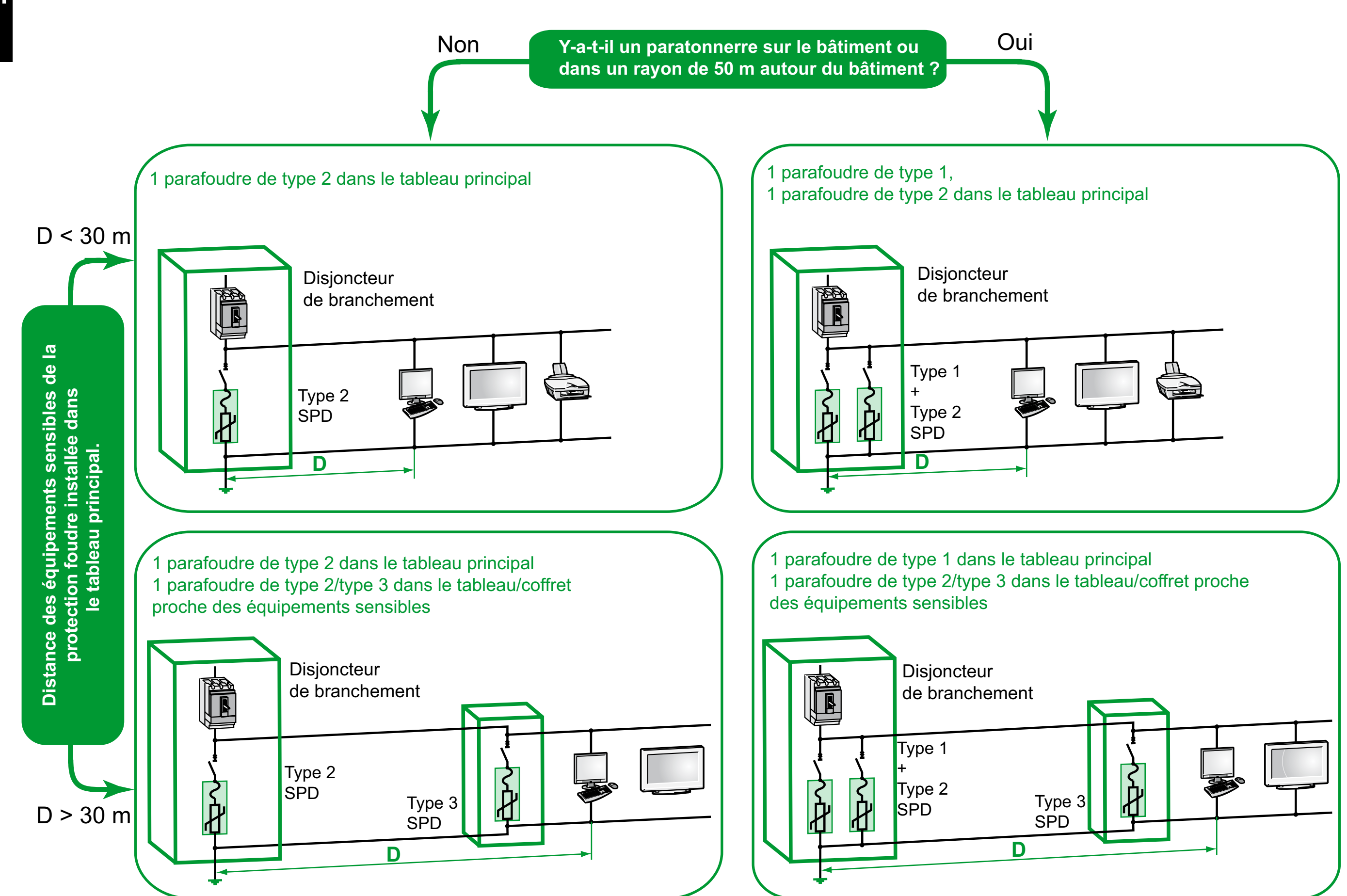


Fig. J21 : Les 4 cas de mise en œuvre de parafoudre
Note 1: Le parafoudre de type 1 est installé dans le tableau électrique raccordé à la prise de terre du paratonnerre.

3.2.2 Mise en cascade des parafoudres

L'association en cascade de plusieurs parafoudres permet de répartir l'énergie entre plusieurs parafoudres, comme présenté sur la **Figure J22** où les trois types de parafoudre sont prévus :

- type 1 : lorsque le bâtiment est équipé d'un paratonnerre et situé en tête d'installation, il absorbe une quantité d'énergie très importante,
- type 2, il absorbe les surtensions résiduelles,
- type 3, il assure si nécessaire la protection «fine» des équipements les plus sensibles au plus près des récepteurs.

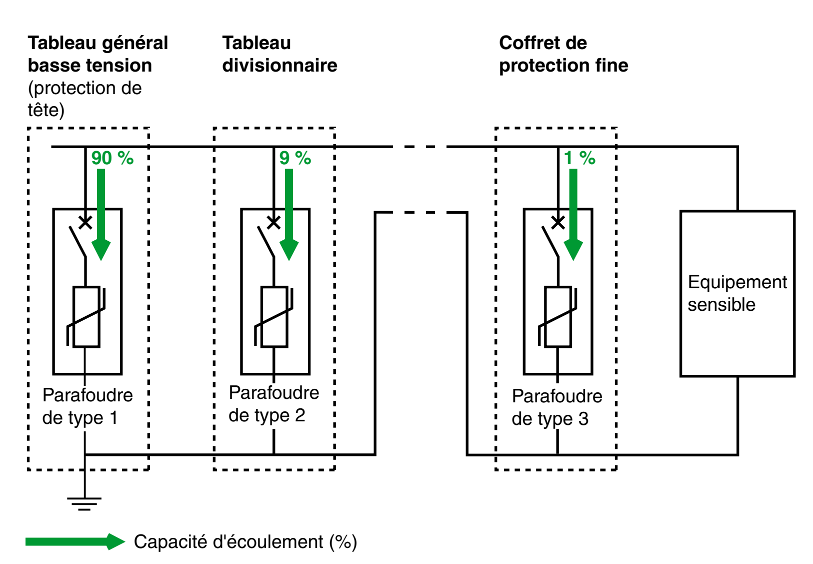


Fig. J22 : Architecture d'une protection fine
Note: Les parafoudres type 1 et 2 peuvent être associés dans un même parafoudre

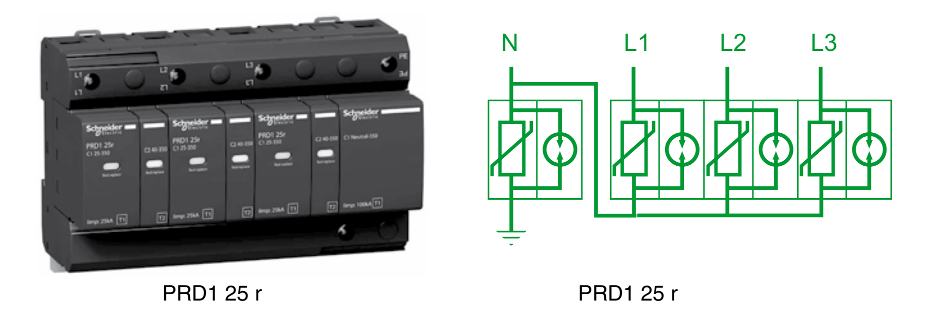


Fig. J23 : Le parafoudre PRD1 25r remplit les 2 fonctions de type 1 et de type 2 dans le même boîtier

3.3 Caractéristiques communes des parafoudres suivant les caractéristiques de l'installation

3.3.1 Tension de service Uc

Suivant le schéma des liaisons à la terre, la tension maximale de fonctionnement permanent Uc des parafoudres doit être égale ou supérieure aux valeurs indiquées dans le tableau de la **Figure J24.**

Parafoudre connecté entre	Schéma des liaisons à la terre du réseau				
	TT	TN-C	TN-S	IT avec neutre distribué	IT sans neutre distribué
Conducteur de phase et conducteur neutre	1,1 Uo	NA	1,1 Uo	1,1 Uo	NA
Chaque conducteur de phase et PE	1,1 Uo	NA	1,1 Uo	$\sqrt{3}$ Uo	$\sqrt{3}$ Uo
Conducteur neutre et PE	Uo	NA	Uo	Uo	NA
Chaque conducteur de phase et PEN	NA	1,1 Uo	NA	NA	NA

NA : non applicable

Uo est la tension simple du réseau à basse tension.

Fig. J24 : Valeur minimale prescrite de Uc des parafoudres en fonction des schémas des liaisons à la terre (à partir du tableau 53C de la norme CEI 60364-5-53)

Les valeurs de Uc les plus courantes choisies en fonction du schéma des liaisons à la terre.

TT, TN : 260, 320, 340, 350 V

IT : 440, 460, V

3.3.2 Niveau de protection Up (à In)

Le niveau de protection Up « installé » généralement retenu pour protéger des équipements sensibles dans installations électriques 230/400 V, est 2,5 kV (catégorie de surtension II, cf. **Fig. J25**)

Note:

Si le niveau de protection prescrit ne peut pas être obtenu par le parafoudre de tête ou si des équipements sensibles sont éloignés (voir paragraphe 3.2.1) des parafoudres supplémentaires coordonnés doivent être mis en œuvre pour obtenir le niveau de protection requis.

Tension nominale de l'installation(1) V		Tension de tenue aux chocs prescrite pour kV(3)			
Réseaux triphasés(2)	Réseaux monophasés à point milieu	Matériels à l'origine de l'installation (catégorie de surtension IV)	Matériels de distribution et circuits terminaux (catégorie de surtension III)	Appareils d'utilisation et équipement (catégorie de surtension II)	Matériels spécialement protégés (catégorie de surtension I)
	120-240	4	2,5	1,5	0,8
230/400(2) 277/480(2)	-	6	4	2,5	1,5
400/690	-	8	6	4	2,5
1,000	-	Valeurs définies par les ingénieurs réseau			

(1) Selon la CEI 60038.

(2) Au Canada et aux USA, pour des tensions supérieures à 300 V par rapport à la terre, la tension de tenue aux chocs correspondant à la tension immédiatement supérieure de la colonne est applicable.

(3) Cette tension de tenue aux chocs est applicable entre les conducteurs actifs et le conducteur PE.

Fig. J25 : Choix d'un équipement pour une installation conforme à la CEI 60364 (tableau 44B)

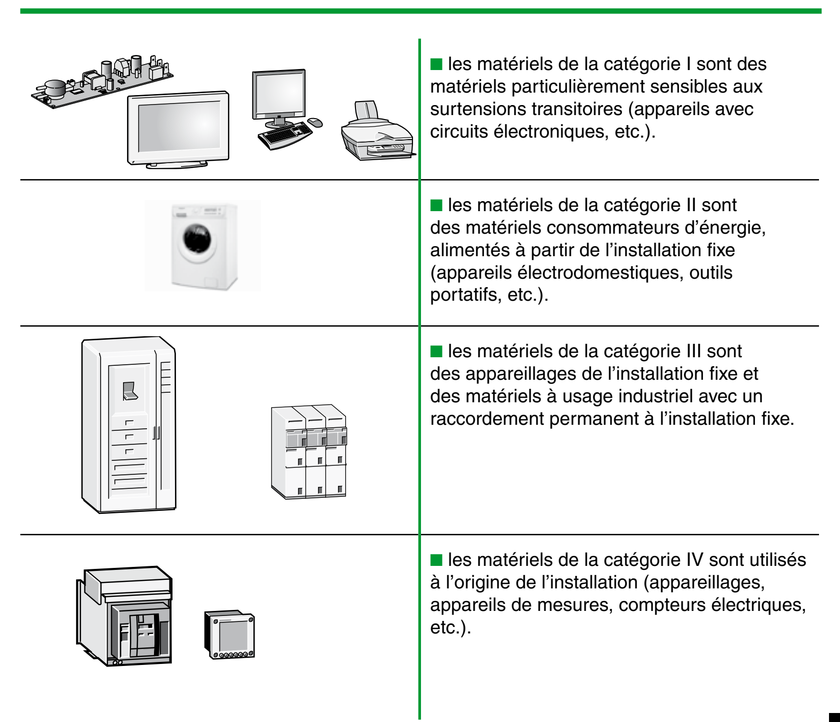


Fig. J26 : Catégorie de surtension des matériels

Le parafoudre a un niveau de protection en tension Up intrinsèque c.-à-d. défini et testé indépendamment de son installation.

En réalité, pour le choix de la performance Up d'un parafoudre, il faut prendre une marge de sécurité pour tenir compte des surtensions inhérentes à l'installation du parafoudre (cf. **Fig. J27**)

La performance Up « installé » doit être comparée à la tenue aux chocs des récepteurs.

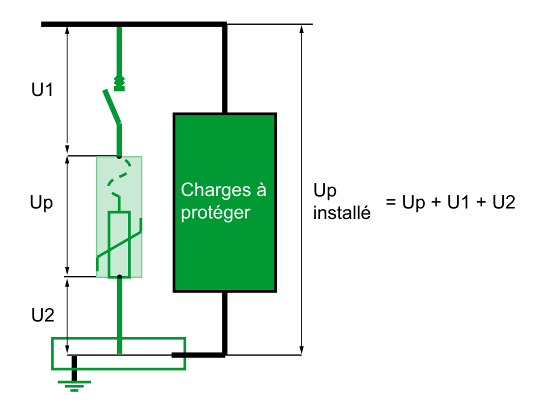


Fig. J27 : Up « installé »

3.3.3 Nombre de pôles

Suivant le schéma des liaisons à la terre, il est nécessaire de prévoir une architecture du parafoudre assurant la protection en mode commun (MC) et en mode différentiel (MD).

	TT	TN-C	TN-S	IT
Phase –neutre (MD)	Recommandé[1]	-	Recommandé	Non utile
Phase-terre (PE ou PEN) (MC)	Oui	Oui	Oui	Oui
Neutre-Terre (PE) (MC)	Oui	-	Oui	Oui[2]

Fig. J28 : Besoin de protection selon le schéma des liaisons à la terre

Note:

■ **surtension de mode commun**

Une protection de base consiste à installer un parafoudre en mode commun entre les phases et le conducteur PE (ou PEN), quel que soit le type de schéma des liaisons à la terre utilisé

■ **surtension de mode différentiel**

Dans les schémas TT et TN-S, la mise à la terre du neutre conduit à une dissymétrie due aux impédances de terre qui entraîne l'apparition de tensions de mode différentiel, bien que la surtension induite par un coup de foudre soit de mode commun.

Parafoudre 2P, 3P et 4P (cf. Fig. J29)

■ Ils sont adaptés aux schémas TN-C et IT.
■ Ils fournissent seulement une protection contre les surtensions de mode commun.

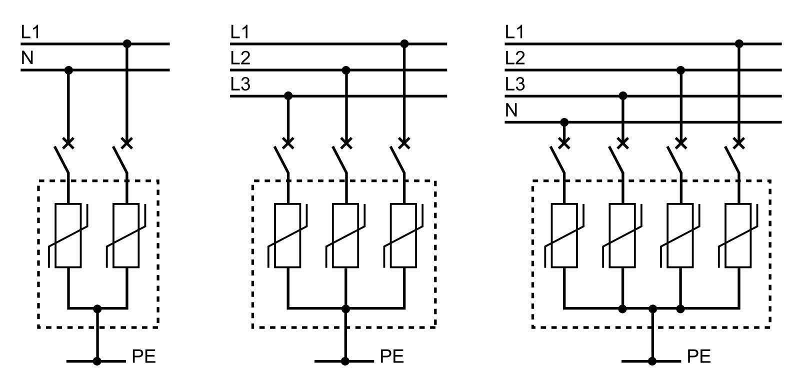


Fig. J29 : Parafoudre 2P, 3P, 4P

Parafoudre 1P + N, 3P + N (cf. Fig. J30)

- Ils sont adaptés aux schémas TT, TN-S, TN-C.
- Ils fournissent une protection contre les surtensions de mode commun et de mode différentiel.

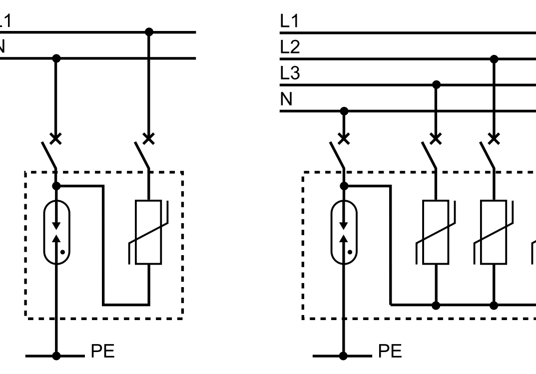


Fig. J30 : Parafoudre 1P + N, 3P + N

3.4 Choix d'un parafoudre de type 1

3.4.1 Courant de décharge impulsionnel Iimp

- En absence de réglementations nationales ou spécifiques au type de bâtiment à protéger :

le courant de décharge impulsionnel Iimp est au minimum de 12,5 k Â (onde 10/350 µs) par branche suivant la CEI 60364-5-534.

- En présence d'une réglementation :

La norme 62305-2 définit 4 niveaux : I, II, III ou IV

Le tableau de la **figure J31** indique les différents niveaux de Iimp dans le cas règlementaire.

Niveau de protection suivant EN 62305-2	Courant de foudre paratonnerre	Iimpp mini Parafoudre Type 1 (réseau triphasé)
I	200 kA	25 kA/pole
II	150 kA	18.75 kA/pole
III / IV	100 kA	12.5 kA/pole

Fig. J31 : Tableau des valeurs de Iimp suivant le niveau de protection du bâtiment (d'après CEI/ EN 62305-2)

3.4.2 Courant d'auto-extinction Ifi

Cette caractéristique n'est applicable que pour les parafoudres à technologie éclateur. Le courant d'auto-extinction Ifi doit toujours être supérieur au courant de court-circuit présumé Icc au point d'installation.

3.5 Choix d'un parafoudre de type 2

3.5.1 Courant de décharge Imax des parafoudres

■ Le courant de décharge Imax est défini, suivant le niveau d'exposition estimé par rapport à la situation du bâtiment.

La valeur du courant nominal de décharge (Imax) est déterminée par une analyse du risque (voir tableau de la **figure J32**).

	Niveau d'exposition		
	Faible	**Moyen**	**Elevé**
Environnement des bâtiments	Bâtiment situé dans une zone urbaine ou suburbaine d'habitations groupées	Bâtiment situés en plaine	Bâtiment où il existe un risque spécifique : pylône, arbre, région montagneuse, zone humide ou étang,…
Valeur conseillée Imax (kÂ)	20	40	65

Fig. J32 : Imax, courant de décharge maximum en fonction du niveau d'exposition

3.6 Choix des dispositifs de déconnexion

Le système de protection (thermique et court-circuit) doit être coordonné avec le parafoudre pour garantir un fonctionnement sûr, soit
■ assurer la continuité de service :
□ supporter les ondes de courant de foudre,
□ ne générer de tension résiduelle trop importante.
■ assurer une protection efficace contre tous les types de surintensités :
□ surcharge suite à emballement thermique de la varistance,
□ court-circuit de faible intensité (impédant),
□ court-circuit de forte intensité.

3.6.1 Risques à prévenir en fin de vie du parafoudre

■ **Sur vieillissement**
En cas de fin de vie naturelle sur vieillissement, la protection est de type thermique.
Les parafoudres à varistances doivent posséder un déconnecteur interne qui met hors service le parafoudre.
Note : la fin de vie par emballement thermique ne concerne pas les parafoudres à éclateur à gaz ou à air.

■ **Sur défaut**
Les causes de fin de vie sur défaut court-circuit, sont dues à :
□ un dépassement de la capacité d'écoulement maximale.
Ce défaut se traduit par un court-circuit franc,
□ un défaut provenant du réseau de distribution (permutation neutre phase, rupture du neutre),
□ une dégradation lente de la varistance.

Ces 2 derniers défauts se traduisent par un court-circuit impédant
L'installation doit être protégée des dommages consécutifs à ces types de défaut : le déconnecteur interne (thermique) défini ci-dessus n'a pas le temps de s'échauffer, donc de fonctionner.
Un dispositif spécifique (appelé « dispositif de déconnexion externe »), apte à éliminer le court-circuit, doit être installé. Il peut être réalisé par un disjoncteur ou un appareillage à fusible.

3.6.2 Caractéristiques du dispositif de déconnexion externe

Le dispositif de déconnexion doit être coordonné avec le parafoudre. Il est dimensionné pour tenir les 2 contraintes suivantes :
Tenue au courant de foudre
La tenue au courant de foudre est une caractéristique essentielle du dispositif de déconnexion externe du parafoudre.
Le dispositif doit être capable de tenir les essais normalisés suivants :
- ne pas déclencher sur 15 courants impulsionnels successifs à In,
- déclencher à Imax (ou Iimp) sans être détérioré.
Tenue au courant de court-circuit

■ **Le pouvoir de coupure** est déterminé par les règles d'installation (normes CEI 60364) :
Le dispositif de déconnexion externe doit avoir un pouvoir de coupure égal ou supérieur au courant de court-circuit présumé Icc au point d'installation (suivant les normes CEI 60364).

■ **La protection de l'installation contre le court-circuits**
En particulier, le court-circuit impédant dissipe beaucoup d'énergie et doit être éliminé très rapidement pour éviter des dommages à l'installation et au parafoudre.
Le choix de la protection est déterminé par le constructeur (dans les catalogues du constructeur du parafoudre).

3.6.3 Mode d'installation du dispositif de déconnexion externe

■ **Dispositif « en série »**
Le dispositif de déconnexion est désigné « en série » (cf. **Fig. J33**) lorsqu'il est réalisé par la protection générale du réseau à protéger (par exemple, disjoncteur de branchement en amont d'une installation).
normes CEI 60364).

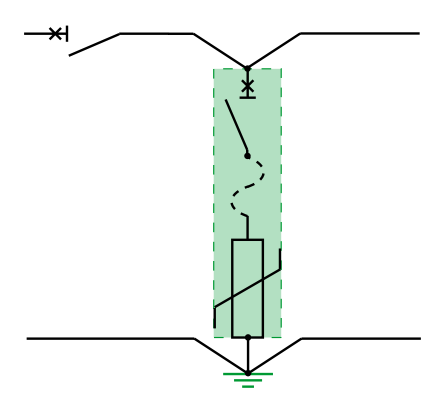


Fig. J33 : dispositif de déconnexion « en série »

■ **Dispositif « en parallèle »**
Le dispositif de déconnexion est désigné « en parallèle » (cf. **Fig. J34**) lorsqu'il est réalisé spécifiquement par une protection associée au parafoudre.
□ Le dispositif de déconnexion est appelé « disjoncteur de déconnexion » si la fonction est réalisée par un disjoncteur.
□ Le disjoncteur de déconnexion peut être intégré ou non au parafoudre.
Note : dans le cas d'un parafoudre à éclateur à gaz ou à air, le dispositif de déconnexion permet de couper le courant de suite après utilisation.

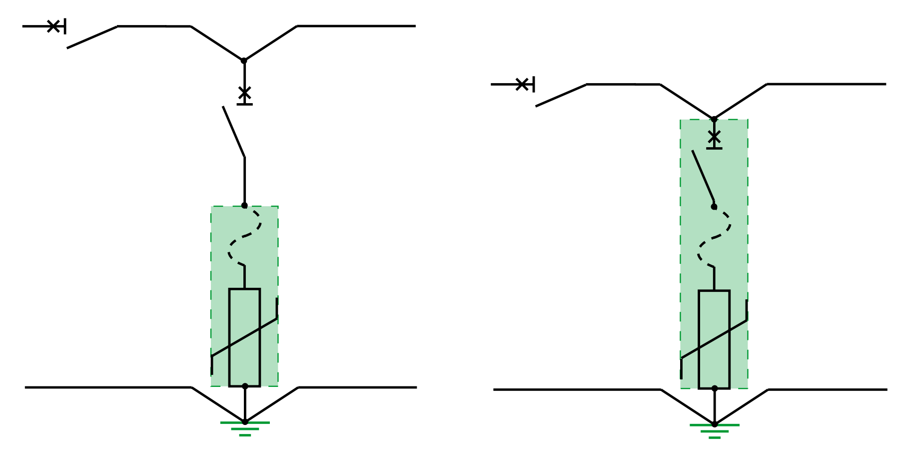


Fig. J34 : dispositifs de déconnexion « en parallèle »

3.6.4 Garantie de la protection

Le dispositif de déconnexion externe doit être coordonné avec le parafoudre, testé et garanti par le constructeur de parafoudre suivant les préconisations de la norme CEI 61643-11 (NF EN 61643-1) chap. 7.7.3 . Il doit aussi être installé suivant les recommandations du constructeur
Lorsque ce dispositif est intégré, la conformité à la norme produit CEI 61643-11 garantit naturellement la protection.



Fig. J35 : Parafoudres à dispositif de protection externe non intégré (C60N + PRD 40r) et intégré (Quick PRD 40r)

3.6.5 Synthèse des caractéristiques du dispositif de déconnexion externe

Une analyse détaillée des caractéristiques est réalisée au paragraphe J6.4.
Le tableau de la **figure J36** présente, sur un exemple, une synthèse des caractéristiques en fonction des différents types de dispositif de déconnexion externe

Mode d'installation du dispositif de déconnexion externe	En série	En parallèle		
		Protection fusible associé	Protection disjoncteur associée	Protection disjoncteur intégrée
Protection foudre des équipements	=	=	=	=
	Tous les types de dispositifs de déconnexion protègent correctement les équipements			
Protection installation en fin de vie	-	=	+	+ +
	Aucune garantie de protection possible	Garantie constructeur		Garantie totale
		Protection des courts-circuits impédants mal assurée	Protection des courts-circuits parfaitement assurée	
Continuité de service en fin de vie	- -	+	+	+
	L'installation complète est mise hors service	Seul, le circuit du parafoudre est mis hors service		
Maintenance en fin de vie	- -	=	+	+
	Mise hors service de l'installation nécessaire	Changement des fusibles	Réarmement immédiat	

Fig. J36 : Caractéristiques de la protections fin de vie d'un parafoudre type 2 suivant le dispositif de déconnexion

3.7 Tableau de coordination parafoudre et dispositif de protection

Le tableau de la **figure J37** ci-après présente la coordination des disjoncteurs de déconnexion des parafoudres de types 1 et 2 de marque Schneider Electric pour tous les niveaux de courants de court-circuit.
La coordination entre les parafoudres et les disjoncteurs de déconnexion, indiquée et garantie par Schneider Electric, assurent une protection sure (tenue aux ondes de foudre, protection renforcée des courants de court-circuit impédant,..).

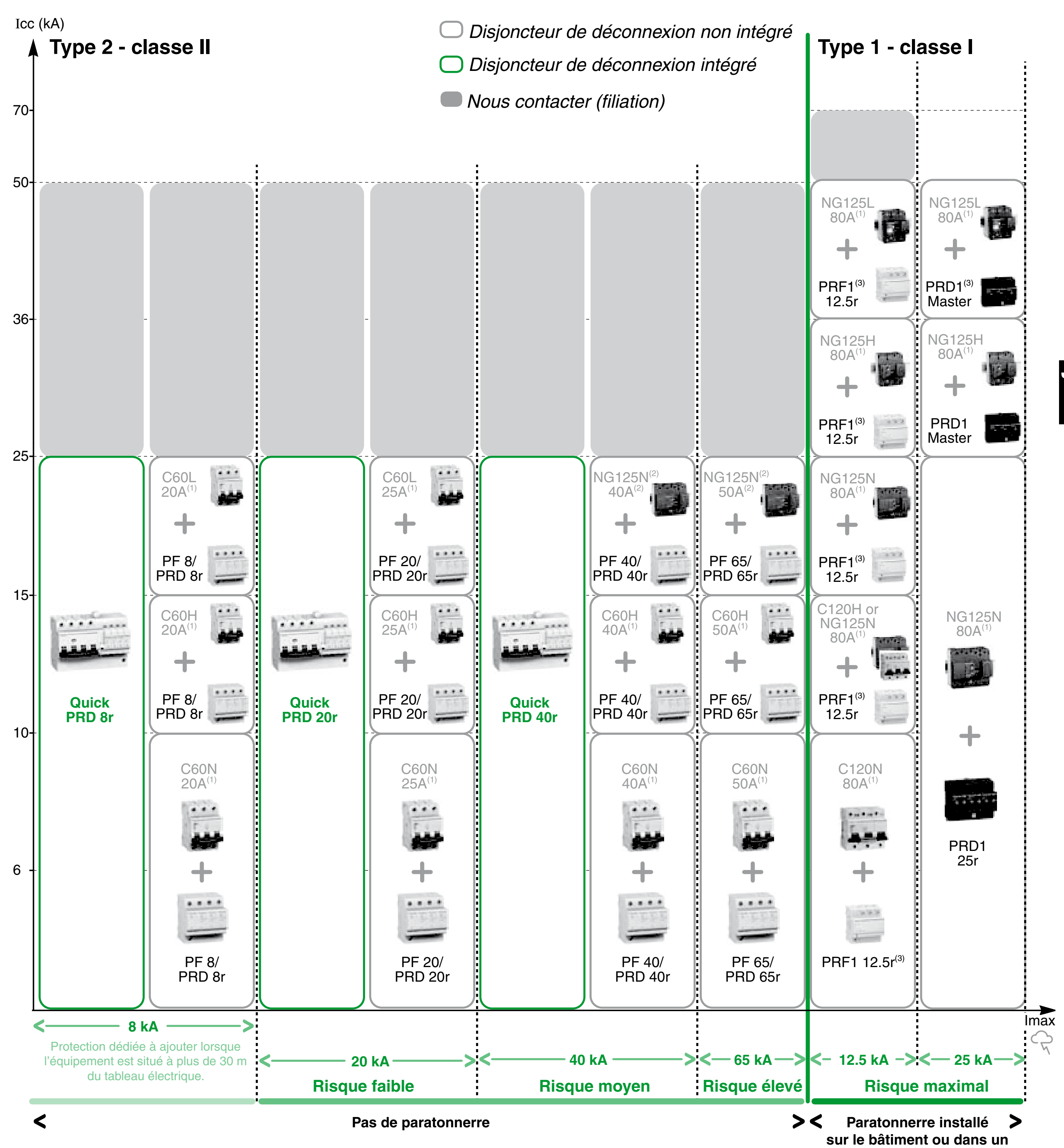


Fig. J37 : *Tableau de coordination entre les parafoudres et leur dispositif de déconnexion de la marque Schneider Electric*
(1) : Pour tous les disjoncteurs : courbe C - (2) : NG125L pour 1P et 2P - (3) : Egalement testé classe II

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

3.7.1 Coordination avec les protections du réseau

Coordination avec les protections de surintensités
Dans l'installation électrique, le dispositif de déconnexion externe est un appareillage identique à l'appareillage de protection : ce qui permet de mettre en œuvre les techniques de sélectivité et de filiation pour une optimisation technico-économique du plan de protection.

Coordination avec les dispositifs différentiels
Si le parafoudre est installé en aval d'une protection différentielle, celle-ci doit être de type «si» ou Sélectif avec une immunité aux courants impulsionnels d'au moins 3 kÂ (onde de courant 8/20 µs).

Note : les dispositifs différentiels de type S conformes aux normes CEI 61008 ou CEI 61009-1 satisfont à cette prescription.

4 Installation des parafoudres

4.1 Raccordement

Les connexions aux récepteurs d'un parafoudre doivent être les plus courtes possibles afin de réduire la valeur du niveau de protection en tension (Up installé) aux bornes des équipements protégés.
La longueur totale des connexions du parafoudre au réseau et au bornier de terre ne doit pas dépasser 50 cm.

Une des caractéristiques essentielles pour la protection d'un équipement est le niveau de protection en tension maximal (Up installé), que l'équipement peut supporter à ses bornes. De ce fait, un parafoudre doit être choisi avec un niveau de protection Up adaptée à la protection de l'équipement (voir **Fig. J38**). La longueur totale des conducteurs de connexion est L = L1+L2+L3.
Pour les courants à haute fréquence, l'impédance linéique de cette connexion est de l'ordre de 1 µH/m.
D'où, en appliquant la loi de Lenz à cette connexion : ΔU = L di/dt
L'onde courant normalisée 8/20 µs, avec une amplitude de courant de 8 kÂ, crée de ce fait une élévation de tension par mètre de câble de 1000 V.
ΔU =1 x 10-6 x 8 x 103 /8 x 10-6 = 1000 V
Par suite la tension aux bornes de l'équipement Up installé est :

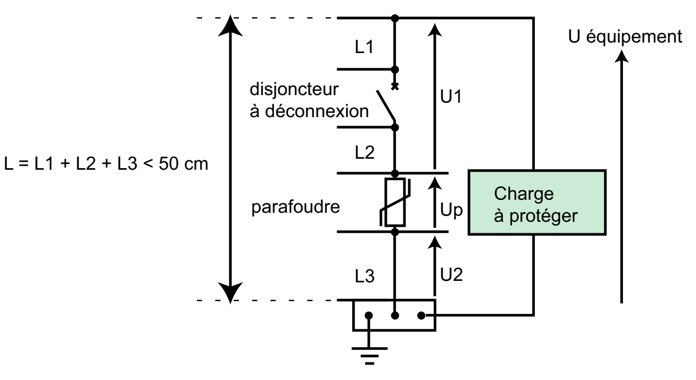


Fig. J38 : Connexions d'un parafoudre L < 50 cm

Up installé = Up + U1 + U2
Si L1+L2+L3 = 50 cm, l'onde 8/20 µs avec une amplitude de 8 kÂ, la tension aux bornes de l'équipement sera de Up + 500 V

4.1.1 Raccordement enveloppe plastique

La **figure J39a** montre comment raccorder un parafoudre dans une enveloppe plastique

Fig. J39a : Exemple de raccordement en enveloppe plastique

4.1.2 Raccordement en enveloppe métallique

Dans le cas d'un ensemble d'appareillage en enveloppe métallique, il peut être judicieux de raccorder directement à l'enveloppe métallique le parafoudre, l'enveloppe étant utilisée comme conducteur de protection (cf. **Fig. J39b**).
Cette disposition est conforme à la norme CEI 60439-1 et le constructeur de l'ensemble d'appareillage doit s'assurer que les caractéristiques de l'enveloppe permettent cette utilisation.

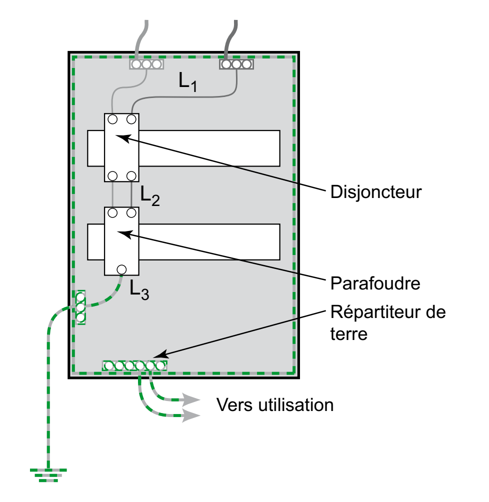


Fig. J39b : Exemple de raccordement en enveloppe métallique

4.1.3 Section des conducteurs

La section minimale recommandée des conducteurs prend en compte :
■ le service normal à assurer : écoulement de l'onde courant de foudre sous une chute de tension maximale (règle des 50 cm).
Note : contrairement aux applications à 50 Hz, le phénomène de foudre étant à haute fréquence, l'augmentation de la section des conducteurs ne diminue pas notoirement son impédance haute fréquence.
■ la tenue aux courant de courts-circuits des conducteurs : le conducteur doit tenir un courant de court-circuit pendant le temps maximal de coupure de la protection.
La CEI 60364 préconise en tête d'installation une section minimale de :
□ 4 mm² (Cu) pour le raccordement des parafoudres de type 2,
□ 16 mm² (Cu) pour le raccordement des parafoudres de type 1 (présence de paratonnerre).

4.2 Règles de câblage

■ **Règle 1 :**
La première règle à respecter est que la longueur des connexions du parafoudre entre le réseau (au travers du dispositif de déconnexion) et le bornier de terre ne dépasse pas 50 cm.
La **Figure J40** montre les 2 possibilités de raccordement d'un parafoudre.

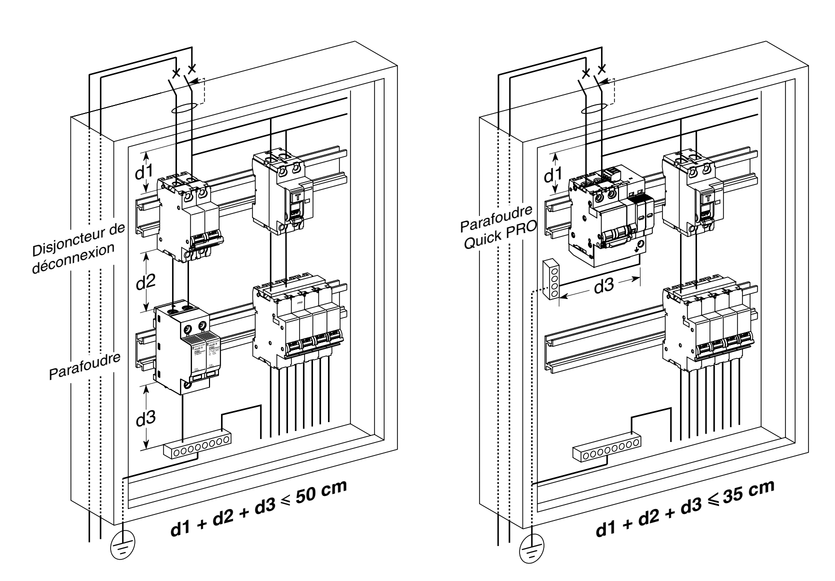


Fig. 40 : Parafoudre avec dispositif de déconnexion séparé ou intégré

Règle 2
Les conducteurs des départs protégés :
■ doivent être connectées aux bornes mêmes du dispositif de déconnexion ou du parafoudre,
■ doivent être séparés physiquement des conducteurs d'arrivée pollués.
Ils sont placés à la droite des bornes du parafoudre et du dispositif de déconnexion (cf. **Fig. J41**).

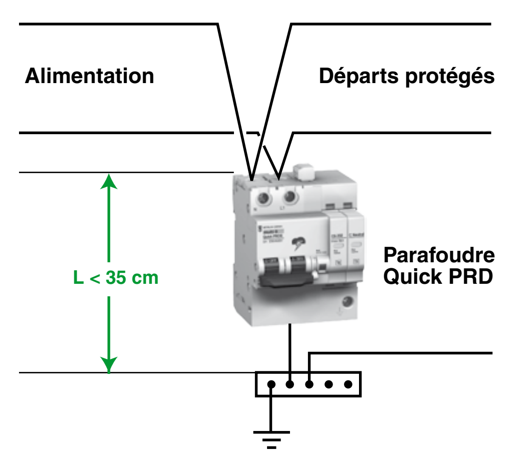


Fig. 41 : Les connexions des départs protégés sont à droite des bornes du parafoudre

■ **Règle 3**
Les conducteurs de phase, de neutre et de protection (PE) de l'arrivée doivent cheminer les uns contre les autres afin de réduire la surface de la boucle (cf. Fig. J40).
■ **Règle 4**
Les conducteurs d'arrivée du parafoudre doivent être éloignés des conducteurs de sortie protégés afin d'éviter de les polluer par couplage (cf. Fig. J40).
■ **Règles 5**
Les câbles doivent être plaqués contre les parties métalliques de l'armoire afin de minimiser la surface de la boucle de masse et donc de bénéficier d'un effet d'écran vis-à-vis des perturbations EM.
Dans tous les cas, il faut vérifier que les masses des armoires ou des coffrets sont mises à la terre par des connexions très courtes.
Enfin, si des câbles blindés sont utilisés, les grandes longueurs doivent être proscrites car elles réduisent l'efficacité du blindage (cf. **Fig. J42**).

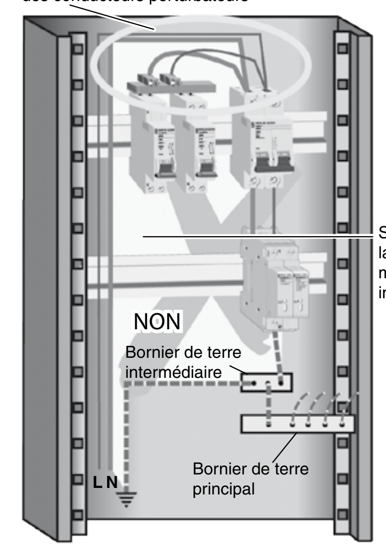


Fig. 42 : Exemple d'amélioration de la CEM par réduction des surfaces de boucle et de l'impédance commune au sein d'un coffret électrique

5 Application

5.1 Exemples d'installation

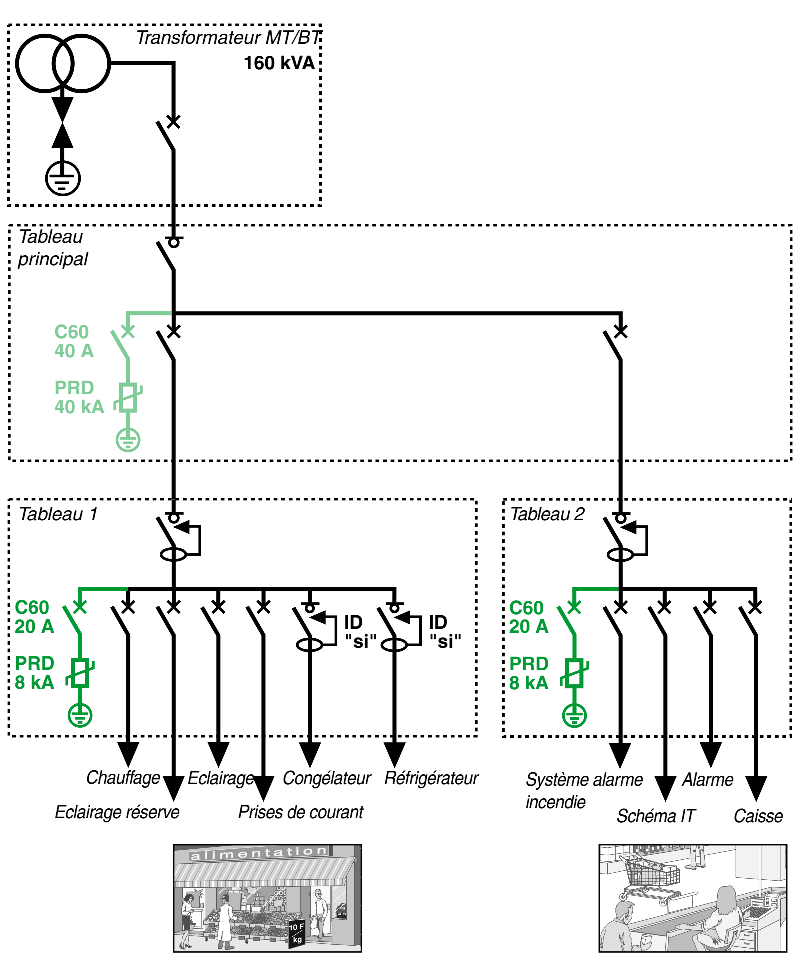


Fig. J43 : Exemple d'application : la supérette

Solutions et schémas de principe

■ Le guide de choix des parafoudres a permis de déterminer la valeur exacte du parafoudre de tête d'installation et du disjoncteur de déconnexion associé.

■ Les équipements sensibles (Uchoc < 1,5 kV) étant situés à plus de 30 m de la protection de tête, il faut placer les parafoudres de protection fine au plus près des récepteurs.

■ Pour assurer une meilleure continuité de service pour les zones chambre froide :

□ on utilisera des Interrupteurs différentiels immunisés du type «si» afin d'éviter tout déclenchement intempestif dû à la montée du potentiel de la terre au moment du passage de l'onde foudre.

■ Pour assurer une protection contre les surtensions atmosphériques :

□ prévoir un parafoudre situé dans le TGBT (cf. **Fig. 43**),

□ installer un parafoudre de protection fine dans chaque tableau 1 et 2 alimentant les équipements sensibles situés à plus de 30 m du parafoudre de tête,

□ installer un parafoudre sur le réseau de télécommunication pour protéger les appareils alimentés du type alarme incendie, modem, téléphone, fax (cf. **Fig. 44**).

Conseils de câblage

■ S'assurer de l'équipotentialité des masses et des terres du bâtiment.

■ Réduire les surfaces de boucle constituées par les câbles d'alimentation.

Conseils d'installation

■ Installer un parafoudre Imax = 40 kA (8/20 µs) et un disjoncteur de déconnexion C60 calibre 20 A.

■ Installer des parafoudres de protection fine Imax = 8 kA (8/20) et les disjoncteurs de déconnexion associés C60 calibre 20 A.

135
PRC
246

Fig. J44 : Réseau de télécommunication

6 Compléments techniques

6.1 Normes des protections foudre

La norme CEI 62305 parties 1 à 4 (NF EN 62305 parties 1 à 4) restructure et met à jour les publications des normes CEI 61024 (série), CEI 61312 (série) et CEI 61663 (série) sur les protections de foudre

■ Partie 1 - Principe généraux :
cette partie présente des généralités sur la foudre et ses caractéristiques, des données générales et elle introduit les autres documents.

■ Partie 2 - Analyse du risque :
cette partie présente l'analyse permettant de calculer le risque pour une structure et de déterminer les différents scénarios de protection afin de permettre une optimisation technico-économique.

■ Partie 3 - Dommages physiques sur les structures et risques humains :
cette partie présente la protection contre les coups de foudre directs, incluant paratonnerre, conducteur de descente, prise de terre, équipotentialité et donc parafoudres d'équipotentialité (parafoudre de type 1).

■ Partie 4 - Réseaux de puissance et de communication dans les structures :
cette partie présente la protection contre les effets induits de la foudre, incluant le système de protection par parafoudres (parafoudre de type 2 et 3), les blindages de câbles, les règles d'installation des parafoudres, etc.

Cette série de normes est complétée

■ par la série de normes CEI 61643 pour la définition des produits parafoudres (voir sous-chapitre J2),

■ par la série des normes CEI 60364-4 et -5 pour la mise en œuvre des produits dans les installations électriques BT (voir sous-chapitre J3).

6.2 Les composants d'un parafoudre

Le parafoudre est principalement constitué (cf. **Fig. J45**) :

1) d'un ou de plusieurs composants non linéaires : la partie active (varistance, éclateur à gaz, …),

2) d'un dispositif de protection thermique (déconnecteur interne) qui le protège contre un emballement thermique en fin de vie (parafoudre à varistance),

3) d'un indicateur qui signale la fin de vie du parafoudre,
Certains parafoudres permettent le report à distance de cette indication,

4) d'un dispositif de déconnexion externe qui assure sa protection contre les courts-circuits (ce dispositif peut être intégré au parafoudre).

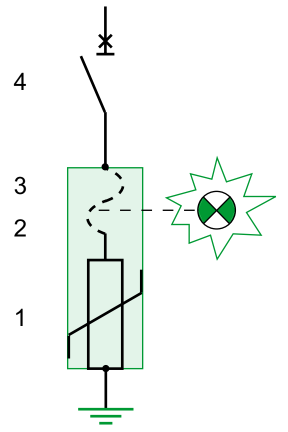


***Fig. J45** : Schéma d'un parafoudre*

6.2.1 Technologie de la partie active

Plusieurs technologies sont disponibles pour réaliser la partie active. Elles présentent chacune des avantages et des inconvénients :

- Les diodes Zener,
- L'éclateur à gaz (commandé ou non commandé),
- La varistance (à oxyde de zinc).

Le tableau ci-après présente les caractéristiques des technologies couramment employées.

Composant	Eclateur à gaz	Eclateur encapsulé	Varistance (à oxyde de zinc)	Eclateur à gaz et varistance en série	Eclateur encapsulé et varistance en parallèle
Caractéristiques					
Fonctionnement	Coupure de tension	Coupure de tension	Limitation de tension	Coupure et limitation de tension en série	Coupure et limitation de tension en parallèle
Caractéristiques U/I	u, I		u, I		
Application	■ Réseau télécom ■ Réseau BT (en association avec une varistance)	Réseau BT	Réseau BT	Réseau BT	Réseau BT
Type de parafoudre	Type 2	Type 1	Type 1 ou Type 2	Type 1+ Type 2	Type 1+ Type 2

Fig. J46 : Tableau de synthèse des performances

Note : 2 technologies peuvent être installées dans le même parafoudre (cf. **Fig. J47**).

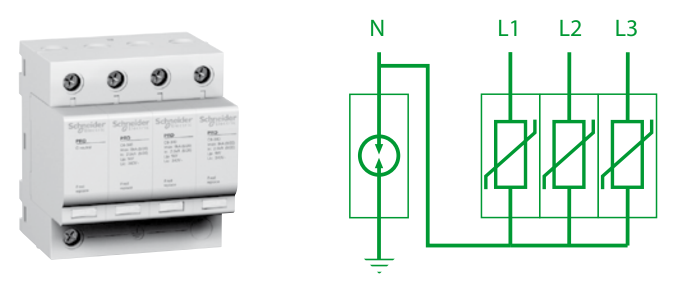


Fig. J47 : Le parafoudre PRD de marque Schneider Electric intègre un éclateur à gaz entre neutre et terre et des varistances entre phase et neutre

6.3 Signalisation fin de vie

Des indicateurs de fin de vie sont associés au déconnecteur interne et au dispositif de déconnexion externe du parafoudre pour informer l'utilisateur que les équipements ne sont plus protégés contre les surtensions d'origine atmosphérique.

Signalisation locale

La mise en œuvre d'indicateurs de fin de vie en local est généralement imposée par les règles d'installation.
La signalisation de la fin de vie est signalée par un indicateur (lumineux ou mécanique) au déconnecteur interne et/ou au dispositif de déconnexion externe.
Lorsque le dispositif de déconnexion externe est réalisé par un appareillage à fusible, il est nécessaire de prévoir un fusible à percuteur et un socle équipé d'un système de déclenchement pour assurer cette fonction.

Disjoncteur de déconnexion intégré

L'indicateur mécanique et la position du maneton de commande permet naturellement la signalisation fin de vie.

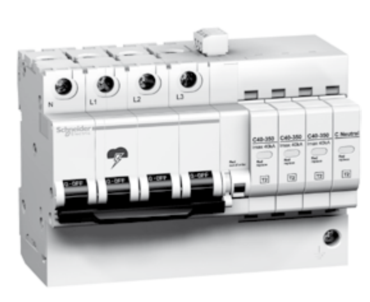


Fig. J48 : Parafoudre Quick PRD 3P +N de marque Schneider Electric

6.3.1 Signalisation en local et report à distance

Les parafoudres Quick PRD de marque Schneider Electric sont de type «prêt à câbler» avec un disjoncteur de déconnexion intégré.

Signalisation en local

Les parafoudres Quick PRD (cf. **Fig. J48**) sont équipés d'indicateurs mécaniques d'état en local :
■ l'indicateur mécanique (rouge) et la position du maneton du disjoncteur de déconnexion signalent la mise hors service du parafoudre,
■ l'indicateur mécanique (rouge) sur chaque cartouche signale la cartouche en fin de vie.

Report à distance (cf. Fig. J49)

Les parafoudres Quick PRD sont équipés d'un contact de signalisation qui permet de signaler à distance :
■ la fin de vie d'une cartouche,
■ une cartouche manquante, et dès qu'elle a été remise en place :
■ un défaut sur le réseau (court-circuit, déconnexion du neutre, inversion phase neutre),
■ une manœuvre manuelle en local.
De ce fait, la surveillance à distance de l'état de fonctionnement des parafoudres installés permet de s'assurer que ces protections en état de veille sont toujours prêtes à fonctionner.

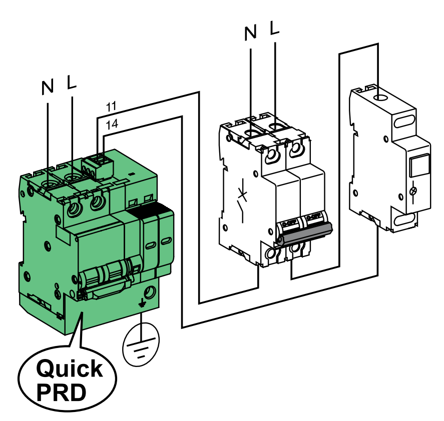


Fig. J49 : Installation de la signalisation lumineuse avec un parafoudre Quick PRD

6.3.2 Maintenance en fin de vie

Lorsque l'indicateur fin de vie signale la mise hors service, le remplacement du parafoudre (ou de la cartouche concernée) est nécessaire.
Dans le cas du parafoudre Quick PRD, la maintenance est facilitée :
■ La cartouche en fin de vie (à remplacer) est facilement repérable par le service maintenance.
■ La cartouche en fin de vie peut être remplacée en toute sécurité car un dispositif de sécurité interdit la fermeture du disjoncteur de déconnexion si une cartouche est manquante.

6.4 Caractéristiques détaillées du dispositif de déconnexion externe

6.4.1 Tenue aux ondes de courant

Les essais de tenue aux ondes de courant des dispositifs de déconnexion externe font ressortir les constats suivants :
■ pour un calibre et une technologie donné (fusible NH ou cylindrique), la tenue à l'onde de courant est meilleure avec un fusible type aM (protection moteur) qu'avec un fusible de type gG (à usage général).
■ pour un calibre donné, la tenue à l'onde de courant est meilleure avec un disjoncteur qu'avec un appareillage à fusible.

La **figure J50** ci-dessous indique les résultats des essais de tenue à l'onde de tension :

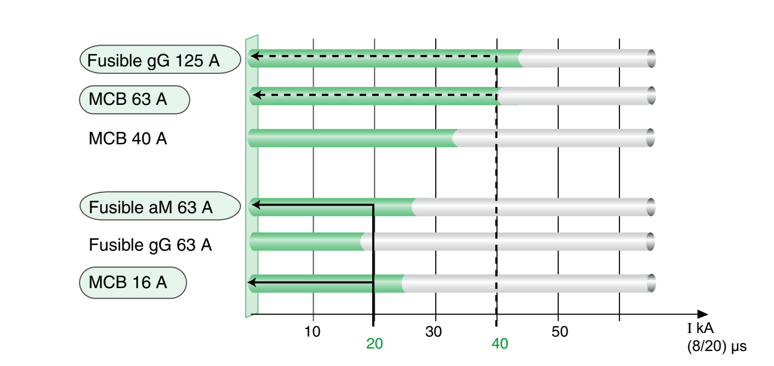


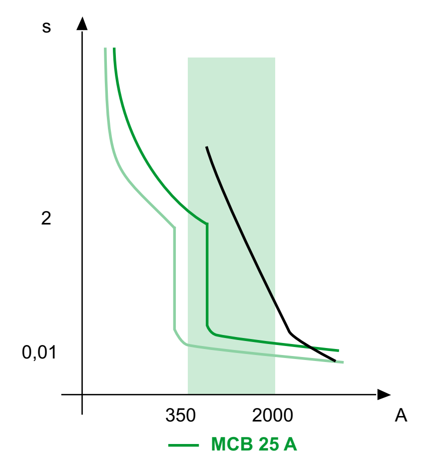
Fig. J50 : Comparaison des tenues à l'onde de tension pour un disjoncteur de 25 A et un fusible gG 63 A

6.4.2 Niveau de protection Up installé

D'une manière générale :
■ La chute de tension aux bornes d'un disjoncteur est plus élevée que celle aux bornes d'un appareillage à fusibles. En effet, l'impédance des composants (déclencheurs thermiques et magnétiques) du disjoncteur est plus élevée que celle d'un fusible.
Cependant
■ la différence entre les chutes de tension reste faible pour des ondes de courants n'excédant pas 10 kA (95% des cas),
■ le niveau de protection Up installé prend aussi en compte l'impédance de câblage. Celle-ci peut être importante dans le cas d'une technologie fusible (dispositif de protection éloigné du parafoudre) et faible dans le cas de technologie disjoncteur (disjoncteur proche, et même intégré au parafoudre).
Note : Le niveau de protection Up installé est la somme des chutes de tension :
□ dans le parafoudre,
□ dans le dispositif de déconnexion externe,
□ dans le câblage des appareils.

6.4.3 Protection des courts-circuits impédants

Un court-circuit impédant dissipe beaucoup d'énergie et doit être éliminé très rapidement pour éviter des dommages à l'installation et au parafoudre.
La **figure J51** compare le temps de réponse et la limitation en énergie d'une protection par fusible 63 A et un disjoncteur 25 A.
Ces 2 dispositifs de protection ont la même tenue à l'onde de courant 8/20 µs (respectivement 27 kA et 30 kA).



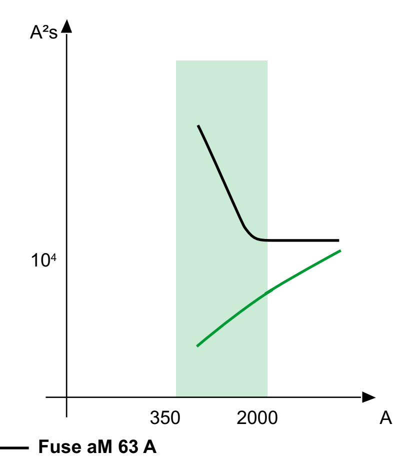


Fig. J51 : Comparaison des courbes temps/courant d'un disjoncteur et d'un fusible ayant les mêmes tenues à l'onde de courant 8/20 µs et comparaison des limitations en énergie d'un disjoncteur et d'un fusible ayant les mêmes tenues à l'onde de courant 8/20 µs

6.5 Propagation d'une onde de foudre

Les réseaux électriques sont à basse fréquence et, de ce fait, la propagation de l'onde de tension est instantanée par rapport à la fréquence du phénomène : en tout point d'un conducteur, la tension instantanée est la même.
L'onde de foudre est un phénomène haute fréquence (quelques centaines de kHz au MHz) :

■ l'onde de foudre se propage le long d'un conducteur à une certaine vitesse par rapport à la fréquence du phénomène. De ce fait, à un instant donné, la tension n'a pas la même valeur en tout point du support (cf. **Fig. J52**).

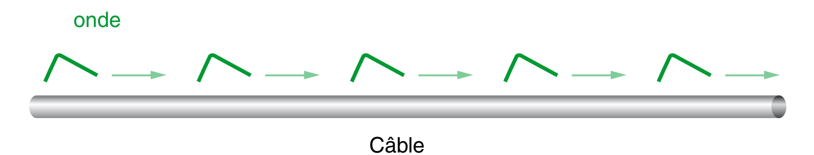


Fig. J52 : Propagation d'une onde foudre dans un conducteur

■ un changement de support crée un phénomène de propagation et/ou de réflexion de l'onde dépendant
□ de la différence d'impédance entre les deux supports,
□ de la fréquence de l'onde progressive (raideur du temps de monté en cas d'une impulsion),
□ de la longueur du support.
En particulier en cas de réflexion totale, la valeur de la tension peut doubler.

Exemple cas de la protection par parafoudre

La modélisation du phénomène appliquée à une onde de foudre et les essais en laboratoire ont montré qu'une charge alimentée par 30 m de câble protégé en amont par un parafoudre à la tension Up subit du fait des phénomènes de réflexion une tension maximale de 2 x Up (cf. **Fig. J53**). Cette onde de tension n'est pas énergétique.

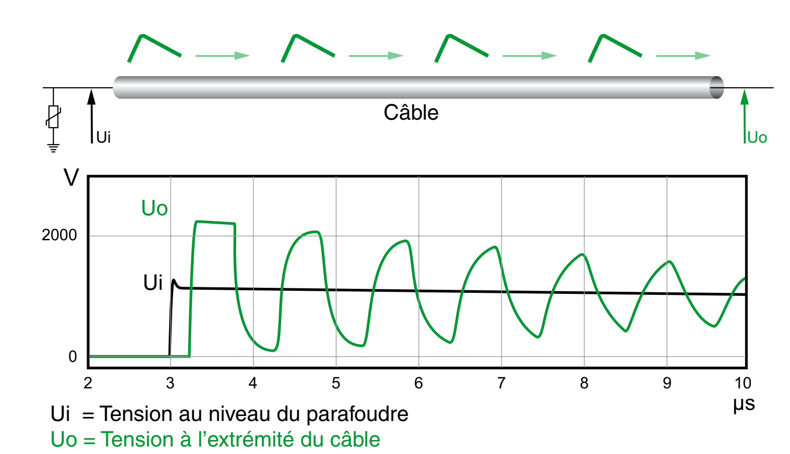


Fig. J53 : Réflexion d'une onde foudre à l'extrémité d'un câble

Action corrective
Des 3 paramètres (différence d'impédance, fréquence, distance), le seul que l'on puisse réellement maîtriser est la longueur de câble entre le parafoudre et le récepteur à protéger. Plus cette longueur est grande, plus la réflexion est importante.
En général pour les fronts de surtensions rencontrés dans un bâtiment, les phénomènes de réflexion sont importants à partir de 10 m et peuvent doubler la tension à partir de 30 m (cf. **Fig. J54**).
Il est nécessaire d'installer un deuxième parafoudre en protection fine si la longueur de câble excède 10 m entre le parafoudre de tête et l'équipement à protéger.

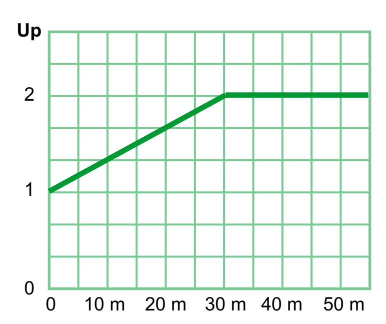


Fig. J54 : Tension maximale à l'extrémité d'un câble à vide en fonction de la longueur du câble pour un front de tension incident de 4kV/µs

6.6 Exemple de courant de foudre en mode différentiel en schéma TT

Un parafoudre bipolaire est installé en mode commun pour protéger l'installation (cf. **Fig. J55**).
La résistance R1 de la prise de terre de la mise à la terre du conducteur neutre au pylône est inférieure à celle R2 de la prise de terre des masses de l'installation BT.
Le courant de foudre In circule à la terre via le chemin le moins résistif (prise de terre du pylône) soit, principalement, suivant le circuit ABCD. Il traverse de ce fait les varistances V1 et V2 en série créant une tension différentielle égale à deux fois la tension Up du parafoudre (Up1 + Up2). Cette tension apparaît entre les bornes A et C, c'est à dire entre phase et neutre à l'entrée de l'installation.

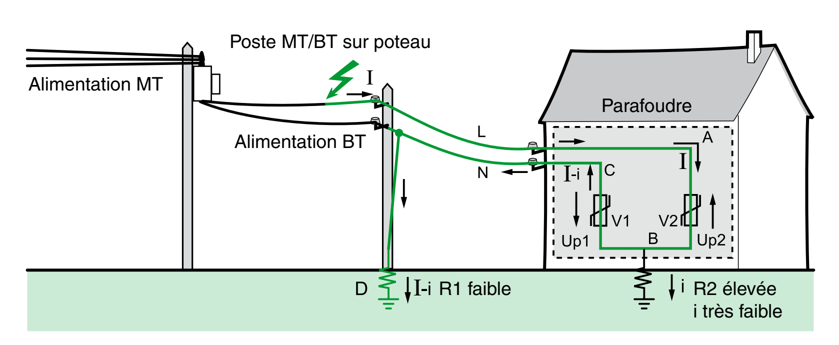


Fig. J55 : Protection seulement en mode commun

J34

Pour protéger efficacement les charges entre phase et neutre, la tension du mode différentiel doit être réduite.
Un autre schéma de parafoudre est en outre possible (cf. **Fig. J56**).
Le courant de foudre In circule principalement suivant le circuit ABCD comme précédemment. La surtension de mode commun est éliminée par l'amorçage de l'éclateur à gaz et la tension de mode différentiel est limitée à la tension Up2 du parafoudre.

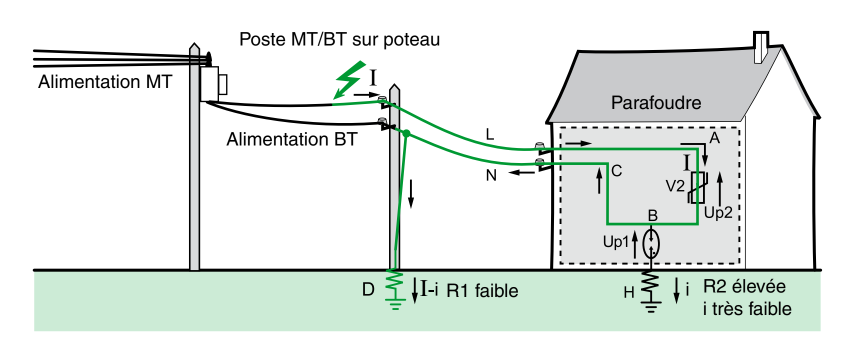


Fig. J56 : Protection en mode commun et différentiel



Chapitre K
Efficacité énergétique de la distribution électrique

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Introduction

Ce chapitre est destiné à faciliter les échanges entre les concepteurs d'installations électriques et les utilisateurs, consommateurs d'énergie. Ces derniers devant très souvent être conseillés pour choisir les meilleures options à retenir pour réduire leurs consommations et dépenses énergétiques.

Bien qu'un grand nombre de facteurs influencent attitudes et opinions en matière d'efficacité énergétique, en particulier l'augmentation du coût de l'énergie et un sentiment croissant de nos responsabilités écologiques, il est probable que c'est la législation qui a l'impact le plus profond sur les comportements et les procédures. Les divers gouvernements partout dans le monde se donnent des objectifs d'économie d'énergie et introduisent les réglementations nécessaires pour les atteindre. La réduction des émissions de gaz à effets de serre est un objectif global formulé à la conférence sur l'environnement de Kyoto en 1997 et finalement ratifié par 169 pays en décembre 2006.

Aux termes du protocole de Kyoto, les pays industrialisés se sont engagés à réduire leurs émissions collectives de gaz à effets de serre de 5,2 % d'ici 2008-2012 par rapport à 1990 (ce qui par rapport au niveau d'émissions prévu en 2012 avant le protocole, représente une réduction effective de 29 %). Pour l'Europe, l'un de ses objectifs est une réduction des émissions de CO_2 de 20 % d'ici 2020. Or, si ces émissions de CO_2 proviennent pour 27 % du secteur des transports, 16 % du résidentiel, 8 % du tertiaire et 49 % de l'industriel, jusqu'à 50 % sont attribuables à la consommation électrique des trois secteurs, immobilier, commercial et résidentiel. En outre, avec la prolifération des appareils ménagers et d'autres équipements comme les systèmes de ventilation et de climatisation, la consommation d'électricité augmente plus rapidement que celle des autres formes d'énergie.
Ainsi, pour atteindre l'objectif de réduction de 20 % de la consommation d'ici 2020, il faut satisfaire les conditions suivantes :

- toutes les nouvelles constructions doivent consommer 50 % d'énergie en moins,
- 1/10ème des bâtiments existants doit réduire sa consommation de 30 % chaque année.

Il est évident que d'ici 2020, dans la plupart des pays, 80% de tous les bâtiments auront déjà été construits. La remise à niveau des bâtiments existants et une meilleure gestion de l'énergie sont indispensables pour atteindre les objectifs de réduction des émissions. Etant donné que dans les pays de l'ouest, la plupart des bâtiments bénéficient déjà d'aménagements qui améliorent leur performance thermique comme l'isolation murale, l'isolation des greniers et le double-vitrage, le seul moyen d'obtenir une réduction additionnelle est de réduire la consommation d'énergie. L'amélioration de la performance thermique et énergétique des bâtiments existants deviendra très probablement obligatoire pour répondre aux objectifs définis.

Il existe des technologies qui permettent de promouvoir l'efficacité énergétique à plusieurs niveaux, de la réduction de la consommation d'énergie électrique au contrôle efficace des autres sources d'énergie. Une réglementation ambitieuse peut être nécessaire pour assurer un déploiement de ces technologies suffisamment rapide pour atteindre les objectifs d'ici 2020.

2 Efficacité énergétique et électricité

2.1 Une réglementation volontariste partout dans le monde

Les réglementations pour les économies d'énergie concernent tous les bâtiments nouveaux comme anciens... et leurs installations électriques.

Le protocole de Kyoto marque le début de la prise en charge claire par les gouvernements d'objectifs quantitatifs et d'un agenda spécifique de réduction des émissions de CO_2.

Au-delà des engagements de Kyoto, un grand nombre de pays se sont donné des objectifs fermes à long terme qui répondent aux dernières recommandations du GIEE -Groupement d'Intérêt Economique Européen- au CCNUCC -Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques- sur les économies d'énergie et qui visent à stabiliser la concentration en CO_2.

L'Union Européenne donne l'exemple avec un engagement ferme portant sur une réduction de 20 % avant 2020 auquel tous les chefs d'état des pays membres de l'UE en mars 2007 ont souscrit. Cet accord connu sous le nom de 3x20, vise une réduction de 20 % des émissions de CO_2, une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et l'utilisation de 20 % d'énergies renouvelables. Certains pays européens envisagent l'adoption d'un objectif de réduction de 50 % à l'horizon 2050.
Mais il n'est pas possible d'atteindre ces objectifs sans changements profonds : réglementation, législation et normalisation sont les outils que les gouvernements devront utiliser avec de plus en plus de fermeté.
Partout dans le monde, la législation et les réglementations renforcent les obligations des parties prenantes et mettent en place une infrastructure fiscale et financière.

■ Aux Etats-Unis
□ acte sur la politique énergétique de 2005,
□ réglementation de la construction,
□ réglementation de l'énergie (10CFR434),
□ programmes de gestion de l'énergie des divers états (10CFR420),
□ règles de conservation de l'énergie pour les produits de grande consommation (10CFR430).

■ En Chine
□ loi sur la conservation de l'énergie,
□ loi sur l'architecture (Efficacité énergétique et construction),
□ loi sur les énergies renouvelables,
□ 1 000 principaux programmes de conservation de l'énergie industrielle.

■ Dans l'Union Européenne
□ système communautaire d'échange de quotas d'émission,
□ directive sur la performance énergétique dans la construction,
□ directive sur les produits utilisateurs d'énergie,
□ directive sur les prestataires et les consommateurs d'énergie.

■ En France, en octobre 2007, les rencontres du «Grenelle de l'environnement» ont abouti à des décisions à long terme en matière d'environnement et de développement durable dont le planning représenté par la **Figure Kf1** donne un aperçu.

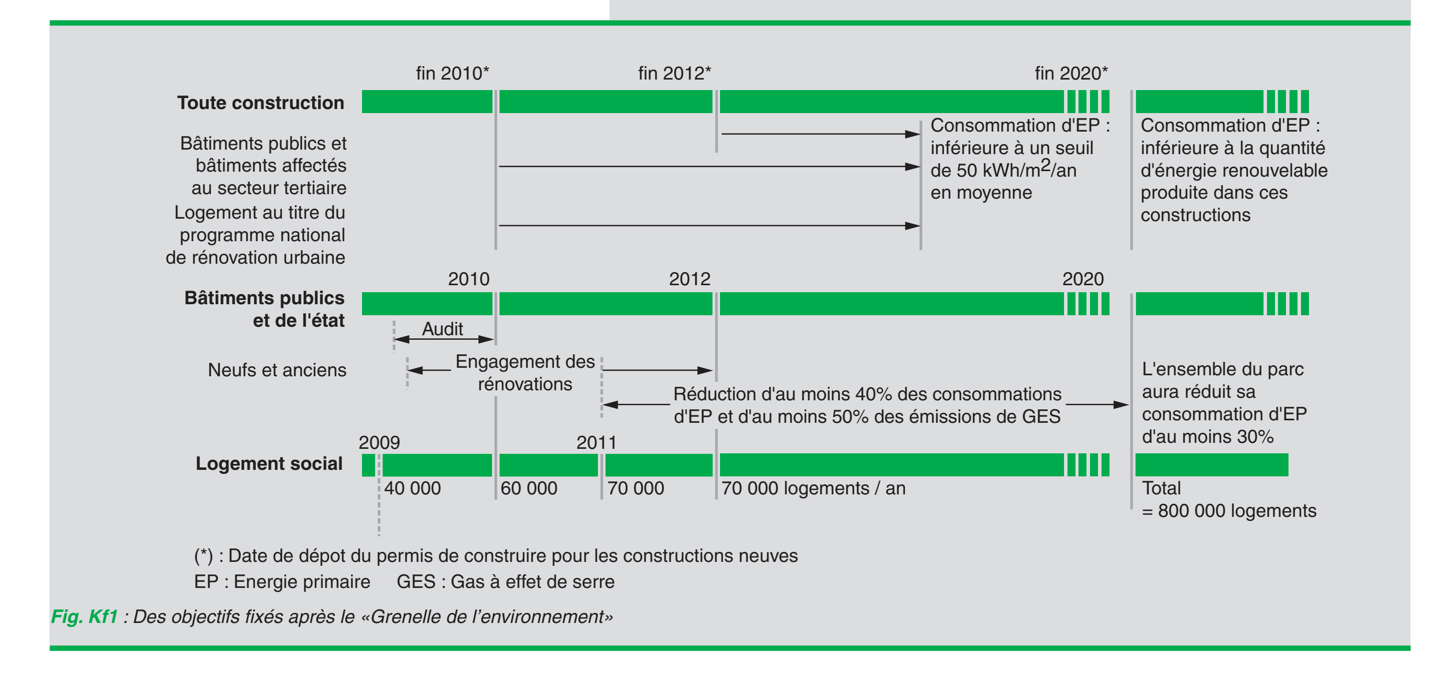


Fig. Kf1 : Des objectifs fixés après le «Grenelle de l'environnement»

Toutes ces réflexions conduisent aussi à un élargissement de la réglementation (cf. **Fig. Kf2**), à de nombreux programmes d'incitation, fiscaux, financiers et législatifs qui sont mis en place aux niveaux national et régional, par exemple :
- programmes d'évaluation et d'audit,
- programmes d'étiquetage de la performance,
- réglementation de la construction,
- certificats de performance énergétique.

Obligations (Sigles et titre)	Détails	Concernés
DPE **D**iagnostic de **P**erformance **E**nergétique	Evaluation d'un bâtiment, à la vente ou à la location : ■ énergie consommée (chauffage, eau chaude, climatisation, …), ■ gaz à effet de serre émis, ■ amélioration à apporter.	Les propriétaires d'immeubles
CEE **C**ertificat d'**E**conomie d'**E**nergie	Ce système impose à des fournisseurs d'énergie (EDF, GDF, fuel, …) de mettre en place chez leurs clients : ■ des actions d'économie d'énergie (isolation, régulation du chauffage, lampes basse consommation, …), ■ pénalités, si non respect des quotas.	Les fournisseurs d'énergie
RT2005 **R**églementation **T**hermique **2005**	Le maître d'œuvre (constructions neuves) s'engage à prendre en compte, toutes les possibilités d'amélioration de la performance énergétique.	Les architectes et maîtres d'oeuvre,
HQE **H**aute **Q**ualité **E**nvironnementale	Démarche pour construire des bâtiments : ■ sains et confortables, ■ avec impacts les plus faibles possibles sur l'environnement.	Les constructeurs : entreprises, administrations, particuliers, promoteurs immobiliers
Grenelle de l'environnement	Plus de 20 plans d'action contre la pollution et les gaspillages d'énergie ■ 2007 - 2012 : l'Etat rénove ses bâtiments dans les 5 ans, ■ 2012 : tous les bâtiments neufs sont basse consommation, ■ 2020 : les bâtiments produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment.	Toutes les administrations

Fig. Kf2 : Un environnement réglementaire français bien orienté «Efficacité énergétique»

Tous les secteurs (administration, industrie, tertiaire et habitat) et toutes les formes d'utilisation de l'énergie (éclairage, ventilation, chauffage, refroidissement et climatisation) sont concernés.
Ces réglementations concernent non seulement les nouvelles constructions et les installations neuves mais aussi les équipements et bâtiments existants dans le secteur industriel.

En outre, les travaux de normalisation ont commencé et un grand nombre de nouvelles normes ont été formulées ou sont en cours de rédaction. C'est le cas des normes réglementant l'emploi des systèmes de gestion de l'énergie (conformes aux normes bien connues ISO 9001 pour la qualité et ISO 14001 pour l'environnement) qui sont en cours de formulation par les agences de réglementation pour les sociétés industrielles et commerciales.

Des normes applicables aux services d'efficacité énergétique sont, elles aussi, en préparation.

2.2. La norme NF EN 15232

Déjà en France, depuis le 12 janvier 2008 la norme NF EN 15232 «Performance énergétique des bâtiments - Impact de l'automatisation de la régulation et de la gestion technique du bâtiment» est en application.
Cette norme spécifie notamment :
- une liste des fonctions d'automatisation, de régularisation et de gestion technique du bâtiment ayant un impact sur la performance énergétique des bâtiments ;
- des méthodes pour :
  - définir les spécifications minimales concernant les fonctions de régulation d'automatisation et de gestion technique du bâtiment,
  - estimer l'impact de ces fonctions sur un bâtiment donné,
  - obtenir une première estimation de l'impact de ces fonctions sur des bâtiments type.

Elle est destinée aux pouvoirs publics pour définir des spécifications minimales, des procédures d'inspection et des méthodes de calcul, mais aussi aux :
■ propriétaires de bâtiments, architectes ou ingénieurs qui spécifient les fonctions à mettre en oeuvre pour un bâtiment neuf ou pour la rénovation d'un bâtiment existant,
■ concepteurs qui vérifient que l'impact de toutes les fonctions d'automatisation, de régulation et de gestion technique.

2.3 Comment parvenir à l'efficacité énergétique

Il est possible dès aujourd'hui de réaliser des économies d'énergie jusqu'à 30%, mais pour bien comprendre la nature de cette réduction potentielle, il est essentiel de bien comprendre d'abord la différence entre efficacité énergétique active et passive.

Efficacité énergétique active et passive

L'efficacité énergétique passive est celle qui résulte de la réduction des pertes thermiques, de l'utilisation d'équipements à faible consommation énergétique, etc.
L'efficacité énergétique active est celle qui résulte de la mise en oeuvre d'une infrastructure de mesure, de surveillance et de contrôle de l'utilisation de l'énergie pour un changement permanent.
Toutes ces économies peuvent être amplifiées par une analyse et des actions correctives plus adaptées, par exemple, alors qu'une économie de 5 à 15 % est possible par une optimisation de l'usage des installations et des appareillages utilisés (arrêt des systèmes quand ils cessent d'être nécessaires, réglages des moteurs et du chauffage), des économies plus importantes sont possibles, jusqu'à :
□ 40 % de l'énergie motrice grâce au contrôle des systèmes motorisés par commande et automatisation,
□ 30 % sur l'éclairage lorsqu'il est contrôlé par un système d'optimisation automatique.
Mais les économies peuvent disparaître rapidement dans les cas suivants :
■ arrêts non planifiés et non gérés de l'équipement et des processus,
■ absence d'automation et de réglage (moteurs, chauffage),
■ intermittence des comportements d'économie.

Une approche pragmatique est de discerner les consommateurs, envisager les économies passives, puis actives pour terminer par la mise en oeuvre des dispositifs de contrôle et d'entretien pour la pérennisation de ces économies, d'où les quatre étapes suivantes.
■ La première étape est le diagnostic, et sa priorité est de mieux identifier les principales sources de consommation, les dynamiques des consommations, etc. Pour cela, des mesures initiales et un processus d'évaluation comparative permettent d'évaluer la performance, de définir les principaux axes d'amélioration et d'estimer l'ampleur des économies qu'il est possible de réaliser. Car : «Nous ne pouvons pas améliorer ce que nous ne savons pas mesurer !» (Lord Kelvin).
■ Il faut ensuite définir les exigences de base en matière d'efficacité énergétique passive, par exemple :
□ remplacer les appareils et équipements anciens par d'autres à faible consommation (ampoules, moteurs, etc.),
□ améliorer l'isolation thermique et garantir la qualité de l'énergie afin de travailler dans un environnement stable dans lequel les économies peuvent être maintenues dans le temps.
■ La phase d'automatisation ou phase d'efficacité énergétique active suit : tout ce qui consomme de l'énergie doit faire l'objet d'une gestion active pour assurer des économies permanentes.
Une efficacité énergétique active est possible non seulement lorsque des dispositifs et appareils à haut rendement énergétique sont installés, mais aussi avec tous les types d'appareils. C'est le contrôle qui est critique pour une efficacité maximale, par exemple une ampoule qui reste éclairée dans une pièce vide même si elle est à faible consommation, gaspille toujours de l'énergie !
En résumé, c'est bien la gestion de l'énergie qui est la clé de l'optimisation de son usage et de l'élimination du gaspillage.

■ Réaliser les modifications de base, introduire l’automatisation et finalement mettre en place l’infrastructure de surveillance, d’entretien et d’amélioration continue, constituent la dernière phase. C’est cette infrastructure qui engage, par un processus continu, la poursuite de l’efficacité énergétique pour l’avenir (cf. **Fig. K1**).

1 Quantification	2 Implémentation des mesures de base	3 Automatisation	4 Surveillance et amélioration
■ Compteurs d'énergie ■ Compteurs de la qualité de l'énergie	■ Dispositifs à faible consommation ■ Matériaux d'isolation thermique ■ Qualité de l'énergie ■ Fiabilité de l'énergie	■ Systèmes de gestion des bâtiments ■ Systèmes de contrôle de l'éclairage ■ Systèmes de contrôle des moteurs ■ Commandes à vitesse variable ■ Systèmes de contrôle de l'habitat	■ Logiciels de gestion de l'énergie ■ Systèmes de surveillance à distance

Fig. K1 : Les 4 conditions de la pérennité des économies

La clé des économies pérennes

Comme le montre la **Figure K2**, 30 % d’économie d’énergie est possible et facilement réalisable dès aujourd’hui, mais une perte jusqu’à 8% par an intervient en l’absence d’entretien approprié et de surveillance des principaux indicateurs. L’information devient dès lors la clé du caractère durable des économies d’énergie.

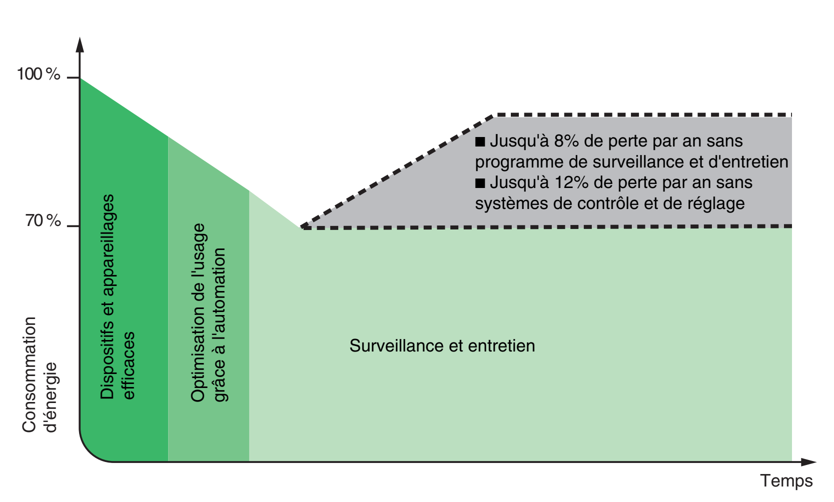


Fig. K2 : Les technologies de contrôle et de surveillance garantissent le caractère pérenne des économies

En conséquence, des systèmes de surveillance de l’énergie ou d’information sont indispensables et doivent être organisés pour relever ce défi.
L’efficacité énergétique requiert donc une démarche structurée pour garantir des économies substantielles et permanentes, mais seules les sociétés qui se sont donné les moyens d’une intervention active sur l’ensemble du processus peuvent fournir à leurs clients les économies promises. Schneider Electric peut aussi apporter une aide avec sa démarche basée sur la gestion du cycle de vie des produits des clients (cf. **Fig. K3**).

L’atteinte des objectifs fixés, en final, ne peut être que le résultat du partage des risques et d’une relation gagnant-gagnant entre les différents acteurs de cette démarche.
Sur la base des rapports fournis par le système de surveillance de l’énergie ou le système d’information, des projets d’efficacité énergétique appropriés peuvent être formulés, selon différentes stratégies acceptables par tous ces acteurs.
■ Commencer par un projet facile et relativement peu onéreux qui permet de réaliser des gains rapides avant de passer à des investissements plus importants, c’est la solution souvent privilégiée des entrepreneurs.
■ Construire un projet en fonction de l’amortissement possible et nécessaire à son autofinancement est une méthode courante d’évaluation et de choix des projets. Son avantage est la simplicité de l’analyse. L’inconvénient est que cette méthode peut ne pas tenir compte de tout l’impact à long terme du projet.

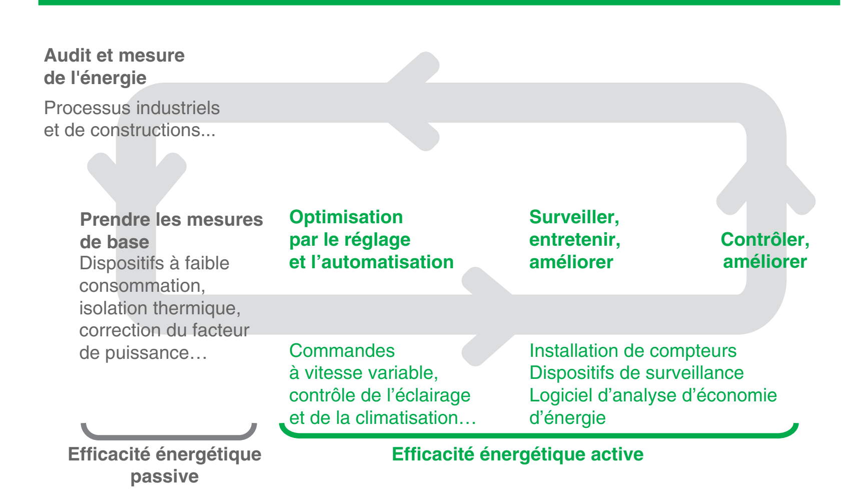


Fig. K3 : Des solutions d'efficacité énergétique basées sur le cycle de vie

■ D'autres stratégies plus complexes peuvent aussi être retenues avec l'analyse de différents paramètres de gestion tels la valeur nette actuelle ou le taux interne de retour sur investissement. Ces stratégies imposent des efforts pour effectuer cette analyse, mais elles fournissent une indication plus exacte de l'impact global du projet.

3 Diagnostic par mesures électriques

3.1 Les mesures électriques

Tension et courant, deux grandeurs à connaître pour tout savoir ou presque

En ce qui concerne les mesures électriques, elles sont réalisées sur les grandeurs de tension et de courant, à partir desquelles se calculent d'autres grandeurs ; puissance, énergie, facteur de puissance, etc.

Il est recommandé de se doter d'un ensemble complet de dispositifs de mesure qui correspond aux exigences de mesures spécifiques de l'application. Il est en effet possible d'améliorer de manière significative la valeur des informations par d'autres données obtenues avec ces mêmes mesures :

- les positions opératoires des dispositifs (marche/arrêt, ouvert/fermé,...),
- le nombre d'heures de fonctionnement et le nombre de commutations,
- la charge d'un moteur,
- la charge d'une batterie,
- les défaillances d'un équipement,
- etc.

Il n'existe pas de solution universelle et il faut rechercher un compromis technico-économique répondant aux besoins spécifiques de chaque situation... Sans oublier que la précision des mesures a, elle aussi, un coût qui doit être mis en rapport avec les retours sur investissement escomptés.

En outre, lorsque des modifications fréquentes du réseau électrique de l'exploitant sont prévisibles compte tenu de son activité, elles doivent inciter à rechercher des optimisations immédiates et substantielles.

A noter que pour une démarche d'efficacité énergétique, d'autres paramètres sont à retenir (températures, éclairement, pression,...) car, si l'énergie se transforme sans perte, l'énergie consommée par un appareil peut être supérieure à l'énergie utile qu'il produit, ainsi un moteur ne transforme pas toute l'énergie qu'il consomme en énergie mécanique, il produit aussi de la chaleur !

Avoir des données électriques pertinentes pour des objectifs spécifiques

De plus, outre la recherche d'efficacité énergétique, les données électriques transformées en informations sont généralement destinées à répondre à plusieurs autres objectifs :

- améliorer la compréhension des utilisateurs et les possibilités d'optimisation des appareils et des procédures,
- optimiser le fonctionnement et prolonger la vie des équipements associés au réseau électrique,
- et finalement, jouer un rôle crucial dans l'augmentation de la productivité des processus afférents (procédures industrielles ou même administratives et de gestion) en évitant ou en réduisant les périodes de non productivité et en garantissant la disponibilité d'une énergie de qualité supérieure.



c = Mesure du courant
S : avec capteur extérieur, D : mesure directe
v = Mesure de la tension
S : avec capteur extérieur, D : mesure directe
Classe de température
Classe précision énergie active

PMD / cv / Ktt / p

Unité de mesure PM 700 (Schneider Electric)

Code : **PMD/SD/K55/1**

Fig. K4 : Identification des dispositifs de mesure selon CEI 61557-12



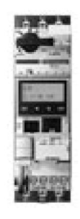


Fig. K5 : Disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur Micrologic et contrôleur TeSys U (Schneider Electric)

3.2 Des appareils de mesure adaptés

Les appareils électroniques remplacent de plus en plus les appareils analogiques dans les installations électriques. Ils permettent de mesurer de nouvelles grandeurs, avec une plus grande précision, et de les mettre à disposition de l'utilisateur, soit localement soit à distance.

Tous ces dispositifs de mesure, désignés sous le terme de «PMD» pour «Performance Measuring and Monitoring Device», doivent satisfaire à une norme internationale, la CEI 61557-12. Selon cette norme, ils ont un code qui indique leurs possibilités de montage, leur fourchette de températures de fonctionnement et leur classe de précision. Le choix et l'identification de tous ces appareils est dès lors bien simplifié (cf. **Fig. K4**).

A noter que de nombreux dispositifs sont conçus pour participer à cette collecte, tels les relais de protection et de mesure Sepam, les contrôleurs de moteur TeSys U, les contrôleurs de batterie de condensateurs NRC12, ou encore les dispositifs d'alimentation sans coupure Galaxy. Les nouveaux disjoncteurs Masterpact et Compact qui comportent des dispositifs intégrés de mesure Micrologic (cf. **Fig. K5**) facilitent aussi cette démarche en multipliant les points de mesure.

Enfin, il est maintenant possible de diffuser ces mesures par des réseaux numériques, le tableau de la **Figure K6** donne des exemples de mesures disponibles par Modbus, RS485 ou Ethernet.

	Unités de mesure	Relais de mesure et de protection MT	Relais de mesure et de protection BT	Régulateurs de batterie de condensateurs	Dispositifs de surveillance de l'isolation
Exemples	dispositif de surveillance de circuit, compteur d'énergie	Sepam	Disjoncteurs Masterpact et Compact Micrologic	Varlogic	Système Vigilohm
Contrôle de la consommation d'énergie					
Energie, inst., max., min.	■	■	■	■	-
Energie, capacité de réenclenchement	■	■	■	-	-
Facteur de puissance, inst.	■	■	■	-	-
Cos φ inst.	-	-	-	■	-
Amélioration de la disponibilité de l'énergie					
Courant, inst., max., min., déséquilibre	■	■	■	■	-
Courant, capture de forme d'onde	■	■	■	-	-
Tension, inst., max., min., déséquilibre	■	■	■	■	-
Tension, capture de forme d'onde	■	■	■	-	-
État du dispositif	■	■	■	■	-
Historique des défauts	■	■	■	-	-
Fréquence, inst., max., min.	■	■	■	-	-
THDu, THDi	■	■	■	■	-
Meilleure gestion de l'installation électrique					
Température de la charge, état thermique de la charge et du dispositif	■	■	-	■	-
Résistance d'isolation	-	-	-	-	■

	Contrôleurs de moteur	Commandes à vitesse variable BT	Démarreurs progressifs BT	Démarreurs progressifs BT	Dispositifs d'alimentation sans coupure
Exemples	TeSys U	ATV.1	ATS.8	Motorpact RVSS	Galaxy
Contrôle de la consommation d'énergie					
Energie, inst., max., min.	-	■	-	■	■
Energie, capacité de réenclenchement	-	■	■	■	-
Facteur de puissance, inst.	-	-	■	■	■
Amélioration de la disponibilité de l'alimentation					
Courant, inst., max., min., déséquilibre	■	■	■	■	■
Courant, capture de forme d'onde	-	-	-	■	■
État du dispositif	■	■	■	■	■
Historique des défauts	■	■	■	■	-
THDu, THDi	-	■	-	-	-
Meilleure installation électrique					
Température de la charge, état thermique de la charge et du dispositif	■	■	■	■	■
Nombre d'heures de fonctionnement du moteur	-	■	■	■	-
Suivi de la batterie	-	-	-	-	■

Fig. K6 : Exemples de mesures disponibles par Modbus, RS485 ou Ethernet

4 Des gisements d'économies d'énergie

Les économies d'énergie (cf. **Fig. K7**) peuvent être alors obtenues par différentes mesures :

■ de réduction d'énergie

Elles visent à moins consommer pour obtenir les mêmes résultats (ex. : installation de lampes à haut rendement énergétique offrant la même qualité d'éclairage avec moins d'énergie) ou réduisent la consommation d'énergie en veillant à ne pas utiliser plus d'énergie qu'il n'est strictement nécessaire (ex. : une autre méthode est la réduction du nombre de lampes dans une salle qui est trop éclairée).

■ d'économie d'énergie

Elles ne réduisent pas la quantité totale d'énergie consommée mais réduisent le coût unitaire. Par exemple, le transfert de certaines activités diurnes pour profiter du tarif préférentiel de nuit ; ou encore évitement des périodes de pointe et des programmes de réponse à la demande.

■ de fiabilité de l'énergie

Elles contribuent non seulement à l'efficacité opérationnelle en évitant les arrêts de production, mais évitent aussi les pertes d'énergie associées aux redémarrages fréquents et au travail supplémentaire associé aux lots de produits gâchés.

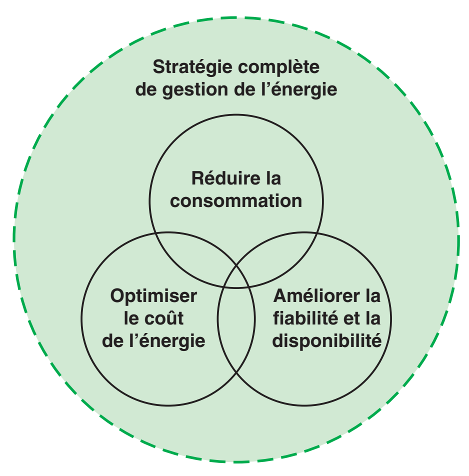


Fig. K7 : Une stratégie complète de gestion de l'énergie

Dans l'industrie 60 % de l'électricité consommée sert au fonctionnement des moteurs.

Les appareils transformateurs d'énergie sont les premiers gisements d'économie exploitables auxquels tout le monde pense : moteurs, dispositifs d'éclairages et de chauffage.

Mais il y a aussi tous les dispositifs et programmes de commande de ces appareils qui sont susceptibles d'être des sources d'économie.

4.1 Les moteurs

Les systèmes motorisés figurent parmi les sources potentielles d'économie d'énergie.

Le remplacement des moteurs est souvent envisagé en premier, pour l'amélioration de l'efficacité énergétique passive, pour deux raisons :

■ profiter des avantages offerts par les nouveaux moteurs haute performance (cf. **Fig. K8**),

■ remédier au surdimensionnement.

Les moteurs qui fonctionnent pendant de longues périodes sont de bons candidats au remplacement par des moteurs haute performance, surtout lorsque les moteurs existants sont anciens et requièrent un rebobinage.

Les moteurs haute performance, selon leur puissance, fonctionnent avec une efficacité supérieure jusqu'à 10% de celle des moteurs standard et les moteurs ayant subi un rebobinage ont une efficacité inférieure de 3 à 4% à celle du moteur d'origine.

Cependant, si l'utilisation du moteur est faible ou modérée (par exemple moins de 3 000 heures par an), le remplacement des moteurs d'efficacité standard (surtout ceux qui n'ont pas encore subi de rebobinage) par des moteurs haute performance, peut ne pas être économique. Il est aussi important de veiller à ce que les caractéristiques de performance critique (comme la vitesse) du nouveau moteur soient équivalentes à celles du moteur existant.

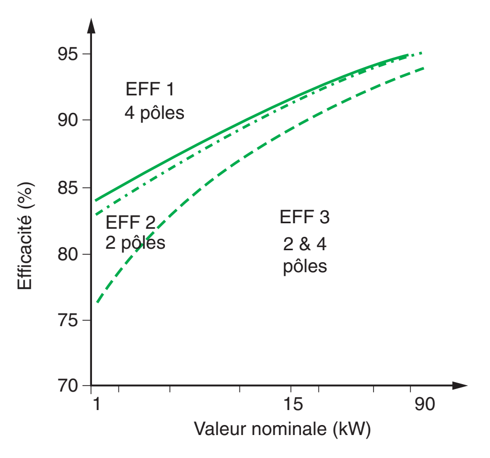


Fig. K8 : Définition des classes d'efficacité énergétique pour les moteurs BT établie par la Commission Européenne et le Comité européen des fabricants d'appareils électriques et électroniques ou CEMEP (European Committee of Manufacturers of Electrical Machines and Power Electronics)

■ Les moteurs surdimensionnés ne sont pas seulement inefficaces, ils sont aussi plus chers à l'achat que les moteurs correctement dimensionnés. Les moteurs ont une efficacité optimale lorsqu'ils fonctionnent entre 60 et 100 % de leur charge nominale. L'efficacité baisse rapidement lorsque la charge est inférieure à 50 %. D'un point de vue historique, les concepteurs ont eu tendance à développer des moteurs surdimensionnés pour leur donner une marge de sécurité suffisante et éliminer les risques de défaillance même dans des conditions hautement improbables. Les études montrent qu'au moins un tiers des moteurs sont nettement surdimensionnés et fonctionnent à moins de 50 % de leur charge nominale. La charge moyenne des moteurs est d'environ 60 %.
Les plus gros moteurs ont aussi tendance à avoir un facteur de puissance inférieur, ce qui peut conduire à la facturation de frais de puissance réactive. Les décisions de remplacement doivent tenir compte de ces facteurs et de la période résiduelle de la vie utile du moteur. En outre, il faut noter que certains moteurs peuvent être surdimensionnés, mais que leur charge est si légère ou leur utilisation si peu fréquente, qu'ils ne consomment pas suffisamment d'électricité pour justifier le coût d'un remplacement.
En résumé, la décision du changement doit être précédée d'une réflexion intégrant tous ces paramètres.

D'autres considérations peuvent être appliquées aux moteurs.

■ Améliorer l'efficacité énergétique **active** en arrêtant simplement les moteurs quand ils ne sont pas nécessaires. Cela peut requérir des améliorations en matière de contrôle automatique, de formation ou de surveillance et peut-être d'incitation des opérateurs. Si l'opérateur n'est pas tenu pour responsable de la consommation d'énergie, il est probable qu'il oubliera d'arrêter un moteur dont la marche est momentanément inutile.

■ Surveiller et corriger tous les éléments composant les chaînes cinématiques, en commençant par celles des plus gros moteurs, qui peuvent affecter le rendement global, par exemple rectifier si nécessaire l'alignement des arbres ou des accouplements. A savoir : un décalage angulaire de 0,6 mm au niveau d'un accouplement peut causer une perte possible de puissance de 8%.

■ Avoir une approche prioritaire sur les pompes et ventilateurs car
□ 63% de l'énergie utilisée par les moteurs sert à la propulsion des fluides, comme dans les pompes et les ventilateurs ;
□ la régulation du flux est souvent faite avec des vannes, des registres et des papillons d'obturation qui sont des organes provoquant des pertes énergétiques par obturation des conduits alors que les moteurs fonctionnent à plein régime ;
□ des projets bien conçus permettent souvent l'amortissement des investissements en moins de dix mois.

Le juste dimensionnement d'un moteur associé à un contrôle et/ou un variateur de vitesse est une source potentielle d'économie.

4.2 La variation de vitesse

Pour faire varier le flux ou la pression dans un système, il existe plusieurs techniques (cf. **Fig. K9**). Le choix de la technique dépend de la conception de la pompe ou du ventilateur, selon par exemple que la pompe utilisée soit une pompe volumétrique ou centrifuge et le ventilateur centrifuge ou à flux axial.

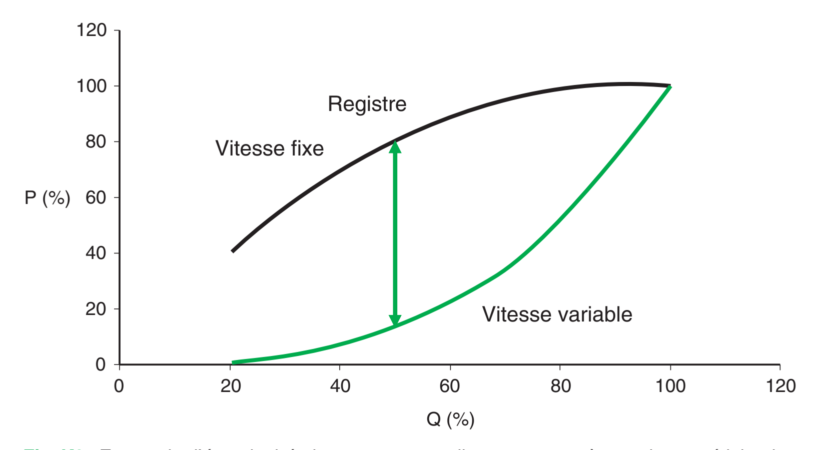


Fig. K9 *: Economie d'énergie théorique avec un ventilateur tournant à une vitesse réduite de moitié*

Chaque fois qu'un ventilateur ou une pompe est installé dans le but d'obtenir une certaine plage de débits ou de pressions, le dimensionnement est basé sur la demande maximale. Il est donc généralement surdimensionné et n'opère pas efficacement dans les autres régimes. Ce surdimensionnement systématique, combiné à l'inefficacité des méthodes de contrôle décrites ci-dessus, signifie qu'il est généralement possible de réaliser des économies d'énergie significatives par recours à des méthodes de contrôle qui réduisent le courant d'alimentation de la pompe ou du ventilateur pendant les périodes de demande réduite.

Les systèmes à ventilateur et pompe sont régis par certaines lois d'affinité :

- Le flux est proportionnel à la vitesse de l'arbre : réduire de moitié la vitesse de l'arbre réduit le flux de moitié (cf. **Fig K10**) ;

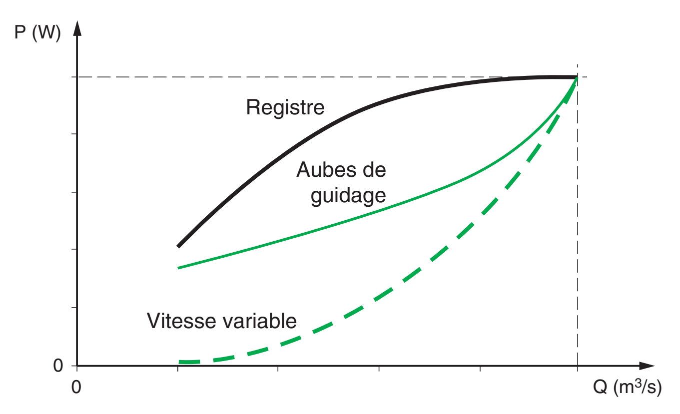


Fig. K10 : Rapport entre énergie et flux pour les différentes méthodes de contrôle de ventilateur telles que, registre, aubes de guidage d'admission et vitesse variable

- La pression ou la hauteur est proportionnelle au carré de la vitesse de l'arbre : réduire de moitié la vitesse de l'arbre réduit la pression au quart de sa valeur.
- L'énergie est proportionnelle au cube de la vitesse de l'arbre :

Réduire de moitié la vitesse de l'arbre réduit dans un rapport de 8 la consommation, et donc, réduire le flux de moitié réduit dans un rapport de 8 la consommation.
De fait, s'il n'est pas nécessaire que le ventilateur ou la pompe produise 100% du flux ou de la pression, il est possible de réduire l'énergie consommée et l'économie réalisée est substantielle même pour une réduction modeste du flux (cf. **Fig K11**).
Malheureusement, en pratique, les pertes en efficacité des divers composants font que ces valeurs théoriques ne sont pas réalisables.

Technique	Inconvénient
Commande d'arrêt et de démarrage	Cette méthode n'est efficace que lorsqu'un flux intermittent est acceptable.
Vanne de commande : une vanne contrôle le flux en augmentant la résistance frictionnelle à la sortie de la pompe.	Gaspillage d'énergie car la pompe produit un flux qui est ensuite réduit par l'action de la vanne. En outre, les pompes ont une plage de fonctionnement optimal et l'augmentation de la résistance par cette méthode peut obliger la pompe à opérer dans une plage d'efficacité réduite (avec gaspillage d'énergie supplémentaire) et dans laquelle sa fiabilité est compromise.
Dispositif de contournement : dans cette méthode, la pompe tourne en continu à plein régime et l'excès de fluide à la sortie de la pompe est canalisé vers la source, d'où un flux réduit sans risque d'augmentation de la pression de sortie.	Le système est très inefficace car l'énergie utilisée pour pomper l'excédent de fluide est entièrement gaspillée.
Pompes ou ventilateurs multiples : ces configurations permettent une augmentation ponctuelle par actionnement de pompes ou de ventilateurs additionnels, ce qui rend le contrôle difficile.	Généralement il y a une perte d'efficacité car le besoin réel est souvent situé entre les différents régimes disponibles.
Registre : technique similaire de celle de la vanne de commande dans un système équipé d'une pompe, elle réduit le flux en obstruant partiellement la sortie du ventilateur.	Gaspillage d'énergie car le ventilateur produit un flux qui est ensuite réduit par l'action du registre.
Vanne de trop plein : technique semblable à celle de la vanne de contournement dans un système équipé d'une pompe. Le ventilateur tourne en permanence à plein régime et le flux excédentaire de gaz est évacué.	Le système est très inefficace car l'énergie utilisée pour propulser l'excédent d'air ou de gaz est entièrement gaspillée.
Ventilateur à pales orientables : l'orientation des pales permet de moduler le flux.	Gaspillage d'énergie car le ventilateur produit un flux qui est ensuite réduit par l'action des pales.
Pales de guidage d'admission : des ailettes obstruent ou facilitent le flux du gaz dans un ventilateur et modulent ainsi le rendement du ventilateur.	Le ventilateur ne produit pas de flux superflu, mais ne fonctionne pas à son meilleur rendement.

Fig. K11 : Exemples de techniques pouvant bénéficier de commandes à vitesse variable

L'utilisation d'une commande à vitesse variable (cf. **Fig. K12**) en remplacement des techniques évoquées précédemment est une méthode d'efficacité énergétique **active** qui assure le rendement variable requis pour un fonctionnement optimal d'une pompe ou d'un ventilateur.







Altivar 12 (< 4 kW) Altivar 21 (< 75 kW) Altivar 71 (< 630 kW)

Fig. K12 : Des variateurs Altivar de différentes puissances (Schneider Electric)

Dans certains cas des solutions simples peuvent être envisagées :

■ Quand une modification des dimensions des poulies permet de faire tourner les ventilateurs ou les pompes à leur vitesse optimale. Cette solution ne fournit pas la flexibilité des commandes à vitesse variable, mais elle est peu onéreuse et peut probablement être financée dans le cadre du budget d'entretien sans investissement supplémentaire.

■ Lorsque ventilateur ou pompe peut fonctionner à plein régime en permanence sans les méthodes de contrôle décrites précédemment ou avec des méthodes de contrôles installées mais inutilisées (par exemple avec les registres et les vannes ouverts au maximum). Dans ce cas, le dispositif fonctionne avec une efficacité optimale ou proche de l'optimum.

Les économies réalisables, en pratique, dépendent du modèle du ventilateur ou de la pompe, de leur efficacité propre, de la taille du moteur, du nombre d'heures d'utilisation par an, et du coût local de l'électricité. Ces économies peuvent être calculées en utilisant des logiciels spécifiques (Eco 8), ou estimées avec précision par l'installation de compteurs temporaires et l'analyse des données obtenues.

4.3. La régulation

La régulation de vitesse : une juste adaptation de la consommation énergétique au besoin.

Les lignes précédentes ont déjà présenté l'intérêt des commandes à variation de vitesse pour les pompes et les ventilateurs. Cet intérêt peut être augmenté par leur association à des dispositifs de contrôle et de régulation bien adaptés au besoin.

■ Contrôle par pression fixe et variation du flux : ce type de régulation est souvent appliqué aux systèmes de distribution de l'eau (eau potable, irrigation). Il est aussi appliqué pour la circulation des fluides de refroidissement.

■ Contrôle des systèmes de chauffage : dans les circuits de chauffage et de refroidissement, le flux doit varier en fonction de la température.

■ Contrôle par flux fixe mais avec variation de la pression : Les applications les plus courantes sont dans le pompage (différences de pression dues à des différences de niveaux) comme c'est le cas pour les installations de nettoyage, d'arrosage, de refroidissement et de congélation qui requièrent la fourniture d'un certain volume d'eau même si les conditions d'aspiration et de refoulement varient.

Les avantages immédiats sont les suivants :

■ meilleur contrôle et précision supérieure des valeurs de pression ou de flux,

■ forte atténuation des effets transitoires dans le réseau électrique et des contraintes mécaniques sur les mécanismes,

■ réduction du bruit et des vibrations, car un variateur permet un réglage fin des vitesses qui empêche le fonctionnement de l'équipement à la fréquence de résonance des tuyaux ou des conduites,

■ démarrages et arrêts en douceur ;

D'où des avantages induits de :

■ plus grande fiabilité et prolongement de la vie des systèmes,

■ systèmes de tuyaux ou de conduites simplifiés (élimination des registres, des vannes de commande et des conduites de contournement),

■ maintenance réduite.

Pour en final avoir une réduction de la consommation d'énergie et donc des coûts !

4.4. L'éclairage

L'éclairage peut représenter plus de 35% de la consommation d'énergie dans les bâtiments en fonction des activités. Le contrôle de l'éclairage est un des moyens les plus faciles de réaliser des économies d'énergie importantes avec un investissement minimal et c'est une des mesures d'économie d'énergie la plus souvent utilisée.

Les systèmes d'éclairage des bâtiments commerciaux sont régis par des normes, réglementations et codes de construction. L'éclairage doit non seulement être fonctionnel, mais il doit aussi répondre aux normes de santé et de sécurité professionnelles et aux exigences opérationnelles.

Dans bien des cas, les bureaux sont trop éclairés et des économies d'énergie passives substantielles sont possibles, par remplacement des luminaires inefficaces, des lampes obsolètes par des lampes haute performance et à faible consommation et par l'installation de ballasts électroniques. Ces réponses sont appropriées dans les salles dans lesquelles l'éclairage est requis constamment ou pendant de longues périodes, avec impossibilité de réaliser des économies en éteignant les lampes.
Les périodes d'amortissement peuvent varier, mais de nombreux projets ont des périodes d'amortissement d'environ deux ans.

Lampes et ballasts électroniques

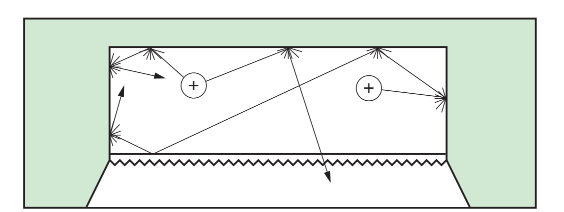
Selon les besoins en éclairage, du type et de l'âge du système d'éclairage, des lampes plus efficaces peuvent être disponibles. Par exemple il existe de nouvelles lampes fluorescentes, mais le changement d'une lampe requiert généralement le changement du ballast.
Il existe aussi de nouveaux modèles de ballasts permettant de réaliser des économies d'énergie considérables par rapport aux ballasts électromagnétiques antérieurs. Par exemple, les lampes T8 équipées de ballasts électroniques utilisent entre 32 % à 40 % d'électricité de moins que les lampes T12 équipées de ballasts électromagnétiques.
Mais le ballast électronique présente certains inconvénients par rapport au ballast magnétique : sa fréquence de fonctionnement (entre 20 000 et 60 000 Hz) peut induire des bruits ou des distorsions harmoniques dans le réseau électrique avec le risque de surchauffe ou de réduction de la durée de vie des transformateurs, moteurs, conducteurs neutres, voire des déclenchements des systèmes de protection contre les surtensions et des dommages des composants électroniques.
En fait ce risque est surtout limité aux installations requérant un éclairage important avec un grand nombre de ballasts électroniques et, la plupart des modèles de ballast sont maintenant équipés de filtres passifs pour limiter la distorsion harmonique à moins de vingt pour cent du courant fondamental, voire à moins de cinq pour cent pour les installations sensibles (hôpitaux, les ateliers de fabrication sensibles, etc.).

D'autres types d'éclairage peuvent être plus appropriés selon les conditions. Une évaluation des besoins en éclairage passe par une évaluation des activités, du degré d'éclairage et de rendu des couleurs requis. Un grand nombre de systèmes d'éclairage anciens ont été conçus pour fournir un éclairage plus intense que nécessaire. Des économies facilement quantifiables peuvent être réalisées en concevant un nouveau système qui réponde exactement aux besoins en éclairage.

Outre ces économies, tout en répondant aux normes et réglementations en vigueur, la modernisation d'un éclairage apporte d'autres avantages : réduction des coûts d'entretien, juste adaptation aux besoins (bureaux, ateliers passage,...), amélioration du confort visuel (suppression des battements et scintillements souvent causes de migraines et de stress oculaire), et meilleur rendu des couleurs.

Réflecteurs

Une mesure d'efficacité énergétique **passive** moins populaire, mais qui doit être néanmoins considérée en parallèle à l'utilisation de lampes équipées de ballast, est le remplacement des réflecteurs qui dirigent la lumière des lampes vers les zones d'utilisation. Les progrès réalisés au niveau des matériaux et de la conception ont permis d'améliorer la qualité des réflecteurs qui peuvent être installés sur les lampes existantes. Ce qui permet une intensification de la lumière utile et autorise dans certains cas une réduction du nombre de lampes utilisées, et donc une économie d'énergie sans compromission de la qualité de l'éclairage.
Les nouveaux réflecteurs à haute performance ont une efficacité spectrale supérieure à 90 % (cf. **Fig. K13**). Cela signifie :
■ que deux lampes peuvent être remplacées par une seule lampe. Il est ainsi possible de réduire le coût de l'énergie nécessaire à l'éclairage de 50 % ou plus,
■ et que les luminaires existants peuvent être modernisés par l'installation de réflecteurs de type miroir tout en conservant leur écartement, ce qui rend la modernisation facile et peu onéreuse, avec un impact minimal sur la configuration du plafond.



En haut : Environ 70 % de la lumière des tubes fluorescents est émise latéralement et vers le haut.

En bas : Les nouvelles surfaces argentées sont conçues pour réfléchir un maximum de lumière vers le bas.

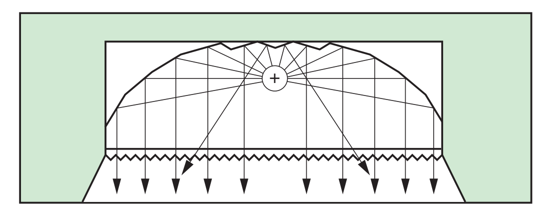


Fig. K13 : Vue d'ensemble du principe de fonctionnement des réflecteurs à hautes performances

Le contrôle de l'éclairage

En elles-mêmes, les mesures d'économie d'énergie passives précédemment décrites ne maximisent pas les économies. L'objectif des programmes de contrôle de l'éclairage est d'assurer le confort et la flexibilité requis par les utilisateurs, tout en assurant simultanément une économie d'énergie active qui minimise les coûts en éteignant les lampes dès qu'elles cessent d'être utilisées. Pour cela, les techniques sont nombreuses et leur sophistication peut varier énormément, mais la période d'amortissement est généralement courte, entre six et douze mois. De nombreux dispositifs sont actuellement exploitables (cf. **Fig. K14**)



Fig. K14 : Exemples de dispositifs de contrôle d'éclairage : minuteries, détecteurs de lumière, détecteurs de mouvement

- Les minuteries, elles éteignent la lumière au bout d'un certain temps, utiles lorsque les périodes d'occupation ou d'activité sont clairement définies tels que pour des lieux de passage.
- Les capteurs d'occupation et des détecteurs de mouvement, ils éteignent la lumière quand aucun mouvement n'a été détecté pendant un certain temps. Ils sont particulièrement adaptés là où les périodes de présence et d'activité ne peuvent pas être connues avec précision (salles d'entreposage, escaliers, ...).
- Les cellules photoélectriques et les capteurs de lumière naturelle pour contrôler les lampes situées à proximité des fenêtres. Lorsque la lumière naturelle est suffisante, les lampes sont éteintes ou mises en veilleuse.
- Les horloges programmables, elles allument et éteignent les lumières à certaines heures prédéterminées (devantures de magasin, bureaux pour les W-E et les nuits).
- Les luminaires à intensité variable, ils délivrent un éclairage réduit (veilleuse) pendant les périodes de faible activité (ex. : parking bien éclairé jusqu'à minuit, mais avec peu de lumière de minuit jusqu'à l'aube).
- Les régulateurs de tension, ballasts ou dispositifs électroniques spéciaux, ils optimisent l'énergie consommée par les lampes (tube fluorescent, lampe à sodium haute pression, ..).
- Les télécommandes sans fil, dont l'application permet une modernisation simple et économique d'installations existantes.

Ces techniques peuvent être combinées et aussi associées à des critères esthétiques, par exemple les panneaux d'éclairage programmables dans des salles de réunions qui ont plusieurs formules d'éclairage (conseil d'administration, exposés, colloques, etc.) actualisables par la simple touche d'un bouton.

La gestion centralisée de l'éclairage

Il existe maintenant des systèmes de contrôle de l'éclairage tels que ceux basés sur le protocole KNX qui offrent l'avantage supplémentaire de pouvoir être intégrés au système de gestion du bâtiment (cf. **Fig. K15**).
Ils apportent une plus grande flexibilité de gestion, une surveillance centralisée et une intégration des contrôles d'éclairage à d'autres systèmes tels que la climatisation, pour une plus grande économie d'énergie. Certains peuvent permettre des économies d'énergie de 30 %, leur efficacité dépend de l'application dont le choix est donc très important.

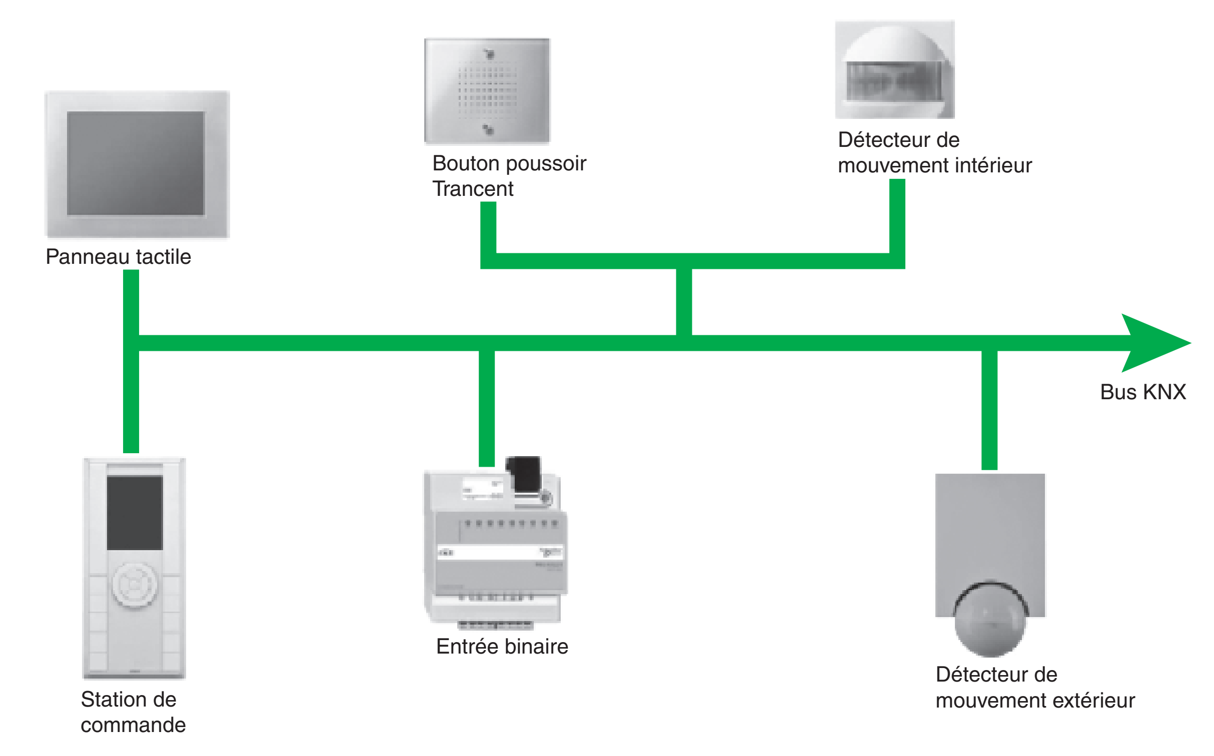


Fig. K15 : Exemple de liaisons réalisées avec le système KNX de Schneider Electric

La conception et la mise en oeuvre de tels systèmes, pour obtenir un résultat commence par un audit de la consommation d'énergie et une étude du système d'éclairage pour définir la meilleure solution d'éclairage et identifier les possibilités de réduction des coûts et de la consommation d'énergie. Dans ce domaine, Schneider Electric propose aussi des solutions de gestion pour les bureaux, et également pour l'éclairage extérieur, parkings et parcs ou jardins paysagés.

4.5 La correction du facteur de puissance et le filtrage d'harmoniques

■ Lorsque le distributeur d'énergie impose des pénalités pour la consommation de puissance réactive, l'amélioration du facteur de puissance est une mesure d'économie d'énergie passive typique : son rendement est immédiat dès sa mise en oeuvre et elle ne requière aucune modification des procédures ni du comportement du personnel. Les périodes d'amortissement peuvent être de moins d'un an.
Pour plus de détails se reporter au chapitre L.
■ De nombreux équipements (variateurs de vitesse, ballasts électroniques,...) ainsi que les ordinateurs sont à l'origine d'harmoniques dans leurs réseaux d'alimentations avec parfois des effets significatifs. (surtensions transitoires qui entraînent des déclenchements des relais de protection, échauffements et vibrations qui peuvent réduire l'efficacité et la durée de vie des matériels y compris des batteries de condensateurs destinées à la correction du facteur de puissance). Leur filtrage est aussi une mesure d'économie d'énergie passive typique à envisager.
Pour plus de détails se reporter au chapitre M.

4.6 La gestion de charge

Pour adapter en permanence la consommation d'énergie électrique à la production, les distributeurs modulent leurs tarifs pour inciter les consommateurs à réduire leurs besoins en période de pointe.
Différentes stratégies peuvent être envisagées selon l'importance des consommations et les impératifs d'exploitation : restriction de la demande (cf. **Fig. K16**), évitement des heures de pointe, programmation des charges voire génération complémentaire d'énergie sur le site.

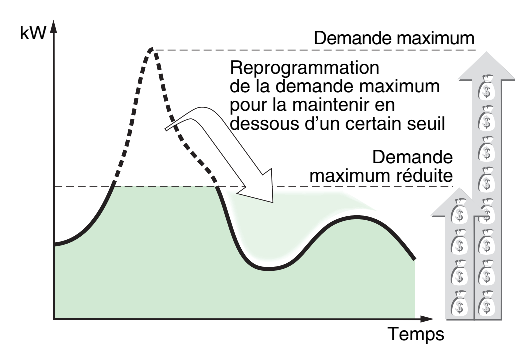


Fig. K16 : Exemple d'une stratégie de gestion de charge

- Restriction de la demande

Cette solution peut être prévue par les distributeurs dans des contrats de fourniture comportant des clauses de restriction d'urgence (limite impérative) ou optionnelle dont l'application se fait sur décision du consommateur (avec des tarifs spéciaux).
Cette politique de gestion est généralement appliquée pendant les mois les plus chauds ou les plus froids de l'année, lorsque les besoins en ventilation et en climatisation ou en chauffage des entreprises et des particuliers sont très élevés et consomment une grande quantité d'électricité en plus de la demande normale.
Cette réduction de la consommation dans l'habitat et le tertiaire est difficilement applicable en raison de l'impact significatif sur le confort des occupants, les clients industriels sont plus susceptibles de participer à un tel programme, et s'ils disposent d'une quantité significative de charges non essentielles ils peuvent bénéficier de ces contrats qui réduisent le coût unitaire jusqu'à 30 %.

- Evitement des heures de pointe

Il s'agit alors de déplacer les pointes de consommation selon les plages tarifaires, et ainsi minimiser la part correspondante de la facture... même si la consommation totale reste inchangée.

- Programmation des charges

Ce mode de gestion est possible pour des entreprises qui peuvent planifier leur consommation de manière à profiter des tarifs inférieurs pour toutes leurs activités pour lesquelles l'heure n'est pas un facteur important ou critique.

- Génération complémentaire d'énergie sur le site

Cette alimentation par des groupes électrogènes augmente la flexibilité de l'exploitation en fournissant l'énergie requise pour continuer à fonctionner normalement pendant les périodes de demande de pointe et de restriction de la demande. Un système de contrôle automatisé peut être configuré pour gérer cette production selon les besoins et selon les tarifs applicables à chaque instant. Lorsque le prix de l'énergie fournie dépasse celui de la génération interne, le système de contrôle effectue un transfert automatique.

4.7. Systèmes d'information et de communication

Un système d'information

Pour être utiles, les données (mesures, états de fonctionnement, bases tarifaires,...) doivent être transformées en informations diffusées à tous les acteurs de l'efficacité énergétique selon leur besoin (pour augmenter le savoir de tous les intervenants du processus de gestion de l'énergie), et expliquées (pour une parfaite compréhension nécessaire au développement des capacités de contrôle et d'intervention qui seules permettent les économies d'énergie effectives). La circulation de ces données doit aboutir à l'action, puis pour maintenir l'efficacité énergétique, elle doit perdurer... (cf. **Fig. K19**).
Ce cycle opérationnel ne peut fonctionner que si un réseau de communication efficace est en place.

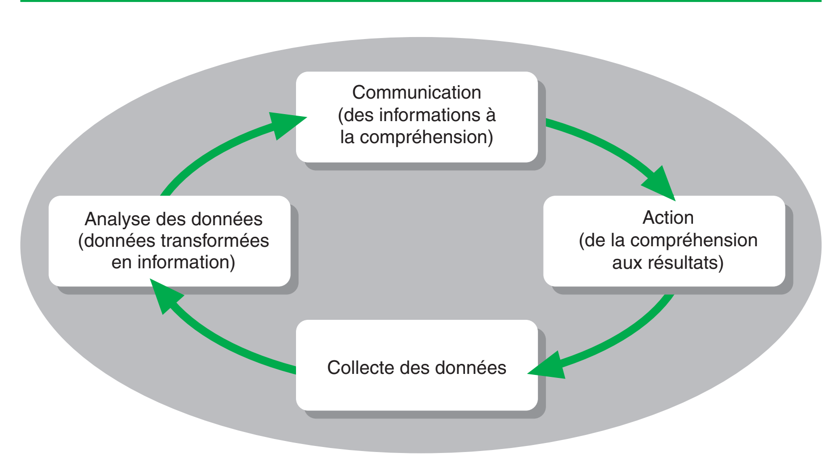


Fig. K17 : Le cycle opérationnel des données indispensable à l'efficacité énergétique

Le système d'information est alors prêt à être utilisé quotidiennement, pour atteindre les objectifs d'efficacité énergétique spécifiés par la direction de la société, par les opérateurs aux différents postes de consommation d'électricité (processus industriels, éclairage, climatisation, etc) et à la contribution positive de ces postes de consommation au fonctionnement de la société (quantité de produits fabriqués, confort des visiteurs dans un supermarché, température ambiante dans une salle réfrigérée, etc).

Un système de surveillance

■ Pour un audit rapide, voire permanent
La connaissance et la diffusion de ces données sont des facteurs de progrès dans l'instant, mais les réseaux électriques sont soumis à des évolutions rapides nécessitant de répondre toujours à la même question, «Ce réseau peut-il prendre en charge cette nouvelle évolution ?».
Dans cette situation, un système de surveillance des échanges et des consommations d'énergie est à même de fournir toutes les informations requises pour un audit complet du site. Cet audit couvrant non seulement l'électricité, mais aussi l'eau, l'air, le gaz et la vapeur.
Le degré d'efficacité des processus et des installations industrielles peut être déterminé à partir des mesures, évaluations comparatives et données de consommation d'énergie normalisées.
■ Pour des prises de décisions rapides et justifiées
Des plans d'action appropriés peuvent être mis en place incluant la mise en place de systèmes de contrôle et d'automatisation de l'éclairage et des bâtiments, une commande à vitesse variable, l'automatisation de processus, etc.
Les enregistrements des informations sur l'utilisation effective des équipements permettent de déterminer avec précision la capacité disponible sur le réseau ou sur un transformateur, et aussi de déterminer les interventions d'entretien les plus appropriées et le moment le plus approprié pour les réaliser... ni trop tôt, ni trop tard.

Les réseaux de communication

Système d'information et système de surveillance vont de pair avec les réseaux de communication, Intranet ou Internet, les échanges étant organisés au sein d'architectures informatiques à définir selon les besoins de chaque exploitant.

■ L'Intranet
Les échanges de données dans le secteur industriel utilisent généralement les technologies Web implémentées de manière permanente sur le réseau de communication d'entreprise et plus spécialement, sur un réseau Intranet qui est d'usage privé pour l'exploitant, industriel ou gestionnaire.
En ce qui concerne les échanges de données industrielles entre les systèmes connectés par un lien de transmission physique, par exemples RS 485 et modem (GSM, Radio etc.), le protocole Modbus est un protocole très largement utilisé avec les compteurs et les dispositifs de protection des réseaux électriques. A noter que ce protocole créé par Schneider Electric, est maintenant normalisé.
En pratique, les données électriques sont enregistrées dans des serveurs Web industriels installés dans les armoires électriques ; elles sont transmises en utilisant le protocole TCP/IP extrêmement commun et normalisé pour limiter les coûts récurrents d'entretien informatique inhérents à tout réseau informatique. C'est ce principe qui est utilisé par Schneider Electric pour la communication de données utiles à la recherche de l'efficacité énergétique, sans logiciel additionnel, par la seule utilisation d'un navigateur Internet sur PC. Ces armoires électriques sont autonomes sans qu'il soit nécessaire de recourir à un système informatique additionnel. Ainsi, la totalité des données relatives à l'efficacité énergétique est enregistrée et peut être communiquée de la manière ordinaire sur les réseaux intranet, GSM, de téléphonie fixe, etc.

■ L'Internet
Enfin la télésurveillance et la télécommande donnent une plus grande disponibilité et accessibilité aux données ainsi qu'une plus grande souplesse d'intervention. La **Figure K18** montre le schéma d'une telle installation : grâce à une connexion sur un serveur et un navigateur Web standard, il est possible d'utiliser très simplement les données et de les exporter vers des tableurs de type Microsoft Excel™ pour tracer les courbes de puissance en temps réel.

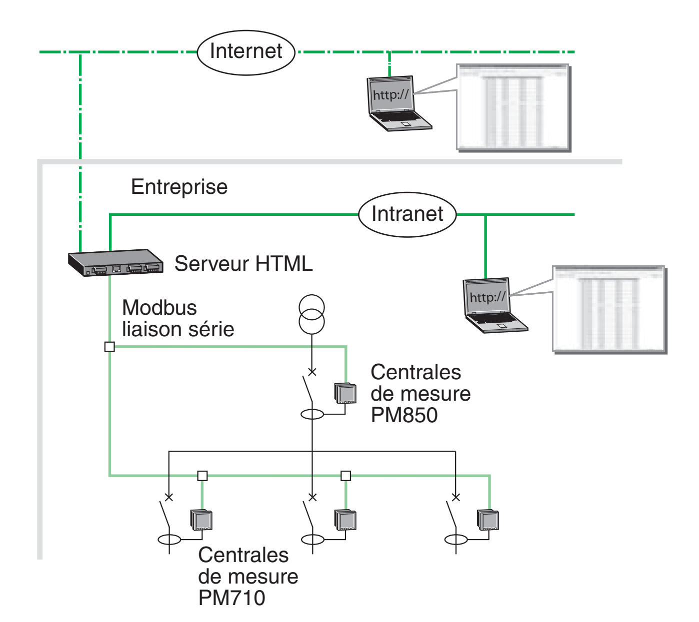


Fig. K18 : Exemple d'un réseau d'information Intranet protégé par un serveur (EGX400 - Schneider Electric) et surveillé à partir du réseau Internet

■ Les architectures
Traditionnellement et pendant de nombreuses années, les systèmes de surveillance et de contrôle ont été centralisés et basés sur les systèmes d'automatisation SCADA (Supervisory, Control et Data Acquisition).
Actuellement, trois niveaux d'architecture sont couramment distingués (cf.**Fig. K19** page suivante).

□ Architecture de niveau 1
Un nouveau concept d'équipement intelligent a été conçu récemment grâce aux nouvelles capacités inhérentes à la technologie Web. Il peut être positionné comme l'équipement de base dans la gamme des systèmes de surveillance en donnant l'accès aux informations sur l'électricité n'importe où dans le site. L'accès à l'Internet est aussi possible pour tous les services externes au site.

□ Architecture de niveau 2
Ce système a été conçu spécifiquement pour les électriciens, et adapté aux exigences des réseaux électriques.
Cette architecture est basée sur un système de surveillance centralisé qui répond à tous les besoins de surveillance du réseau électrique. L'installation et l'entretien nécessitent naturellement un niveau de compétence inférieur que le niveau 3, tous les dispositifs de distribution électrique étant déjà présents dans une bibliothèque spécialisée. Finalement, le coût d'acquisition est minimisé en raison de la simplicité des besoins d'intégration du système.
Sur certains sites, les niveaux 2 et 3 peuvent cohabiter.

□ Architecture de niveau 3
L'investissement dans un tel système est généralement réservé aux installations haut de gamme qui sont soit grosses consommatrices d'énergie, soit utilisatrices d'équipements très sensibles aux variations de la qualité de l'énergie et ayant besoin d'une grande disponibilité de l'électricité. Pour répondre à l'exigence de très grande disponibilité, ce système requiert très souvent la prise en charge de manière transparente (sans impact visible), au premier défaut, des composants de l'installation. Le coût initial conséquent, les compétences requises pour réaliser correctement ce système et le coût des mises à jour nécessaires pour répondre à l'évolution du réseau peuvent rebuter les investisseurs potentiels qui imposent alors des études préalables très détaillées.

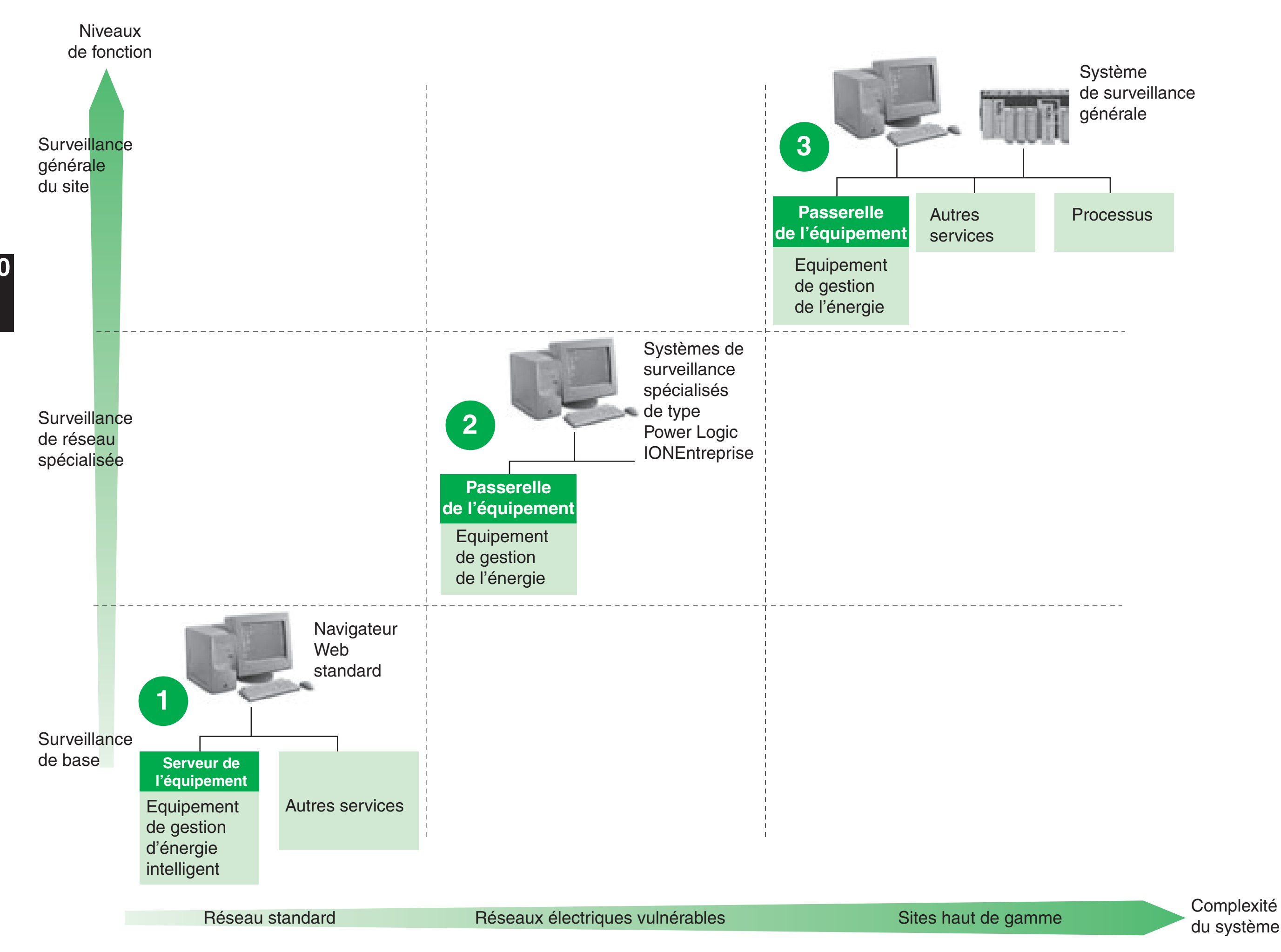


Fig. K19 : Positionnements d'un système de surveillance

4.8 La conception des systèmes d'information et de surveillance

En fait, physiquement, ces systèmes de surveillance et de contrôle énergétique sont très proches et imbriqués dans l'architecture de la distribution électrique dont ils reprennent souvent la géographie.
Les schémas types présentés dans les **Figures K20 à K24** sont des exemples imaginés avec la prise en compte des impératifs habituels pour la distribution citée (nombres de départs, quantité et qualité de l'énergie nécessaire, réseaux numériques, mode de gestion,...). Ils permettent de voir et comprendre tous les services exploitables au bénéfice de l'efficacité énergétique.

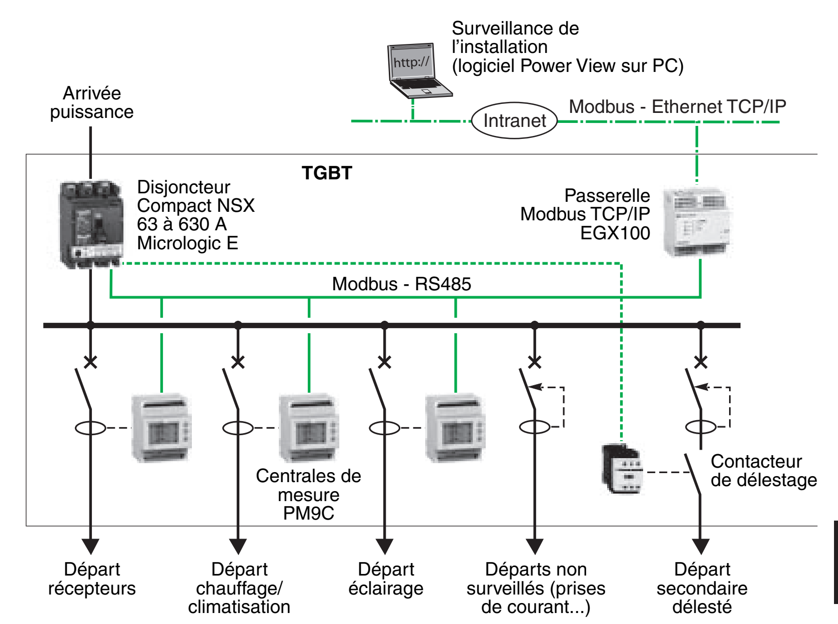


Fig. K20 : Architecture de surveillance pour un petit site permettant le sous-comptage uniquement

Supervision centralisée optionnelle PowerView

Surveillance et contrôle des sites A et B (navigateur sur PC)

http://

Surveillance et contrôle des sites A et B (navigateur sur PC)

http://

Arrivée puissance

Internet

Ethernet TCP/IP

Arrivée puissance

TGBT site A

Compact NSX avec unité de contrôle et de mesure Micrologic

Serveur WEB EGX400

Serveur WEB EGX400

TGBT site B

Compact NSX avec unité de contrôle et de mesure Micrologic

Centrales de mesure PM9C

Contacteur de délestage

Centrales de mesure PM9C

Contacteur de délestage

Départ récepteurs

Départ chauffage/ climatisation

Départ éclairage

Départs non surveillés (prises de courant...)

Départ secondaire délesté

Départ récepteurs

Départ chauffage/ climatisation

Départ éclairage

Départs non surveillés (prises de courant...)

Départ secondaire délesté

Fig. K21 : Architecture de surveillance et commande pour une entreprise composée de plusieurs petits sites

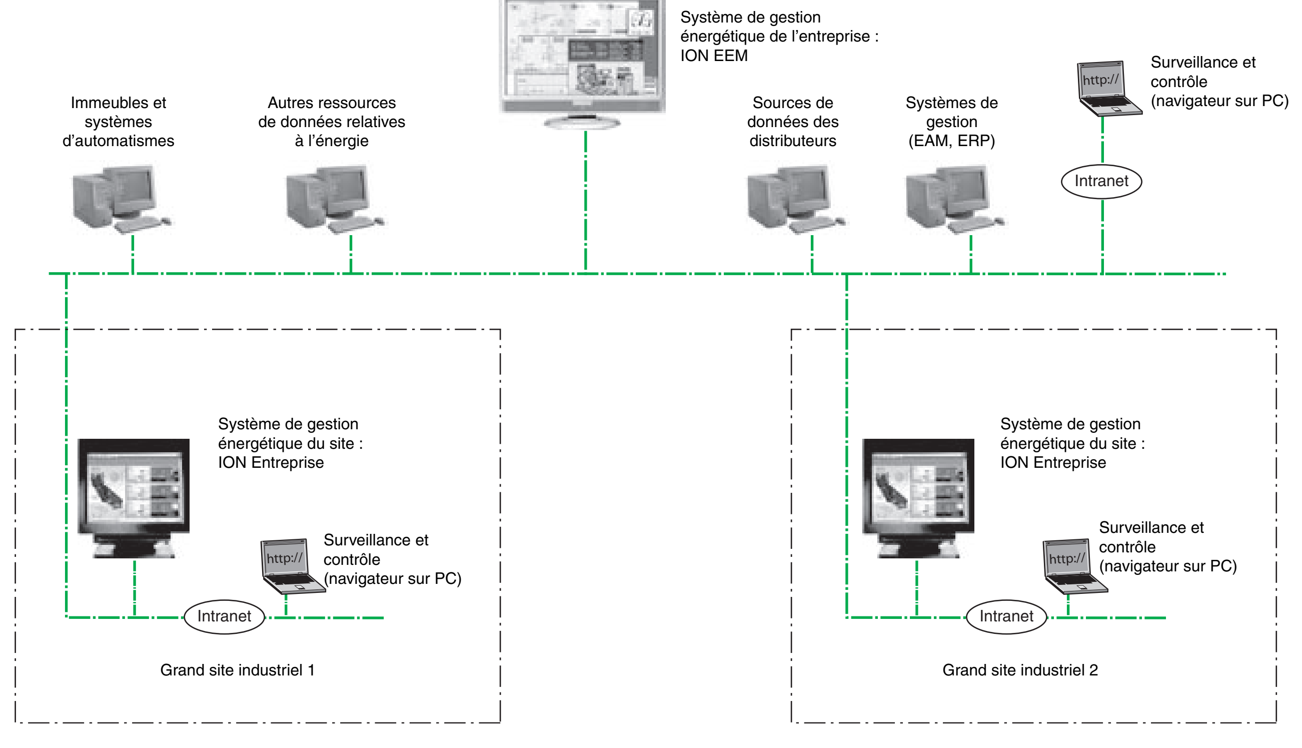


Fig. K22 : Architecture pour les multisites de grande taille

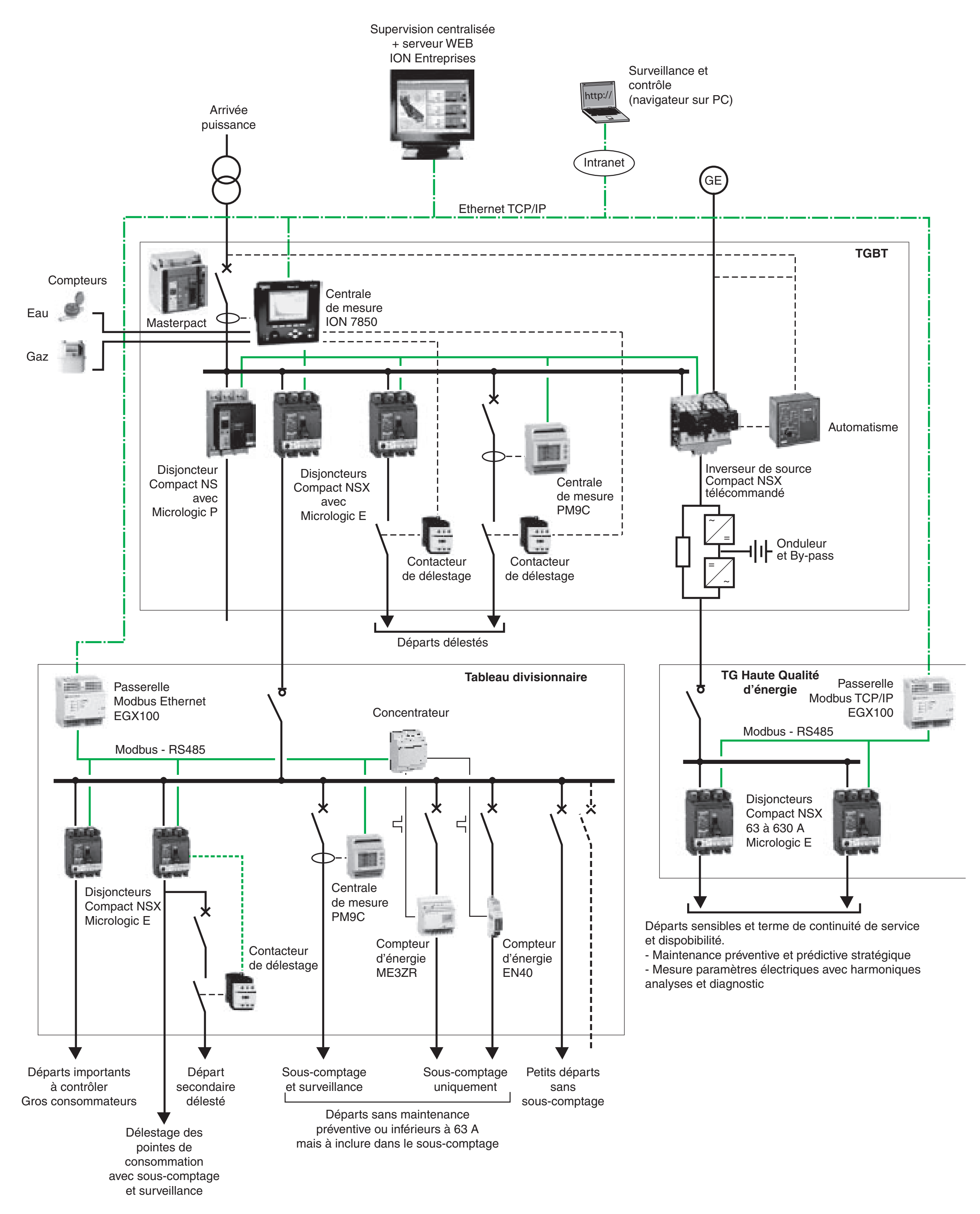


Fig. K23 : Architecture de surveillance et commande pour un grand site industriel sensible

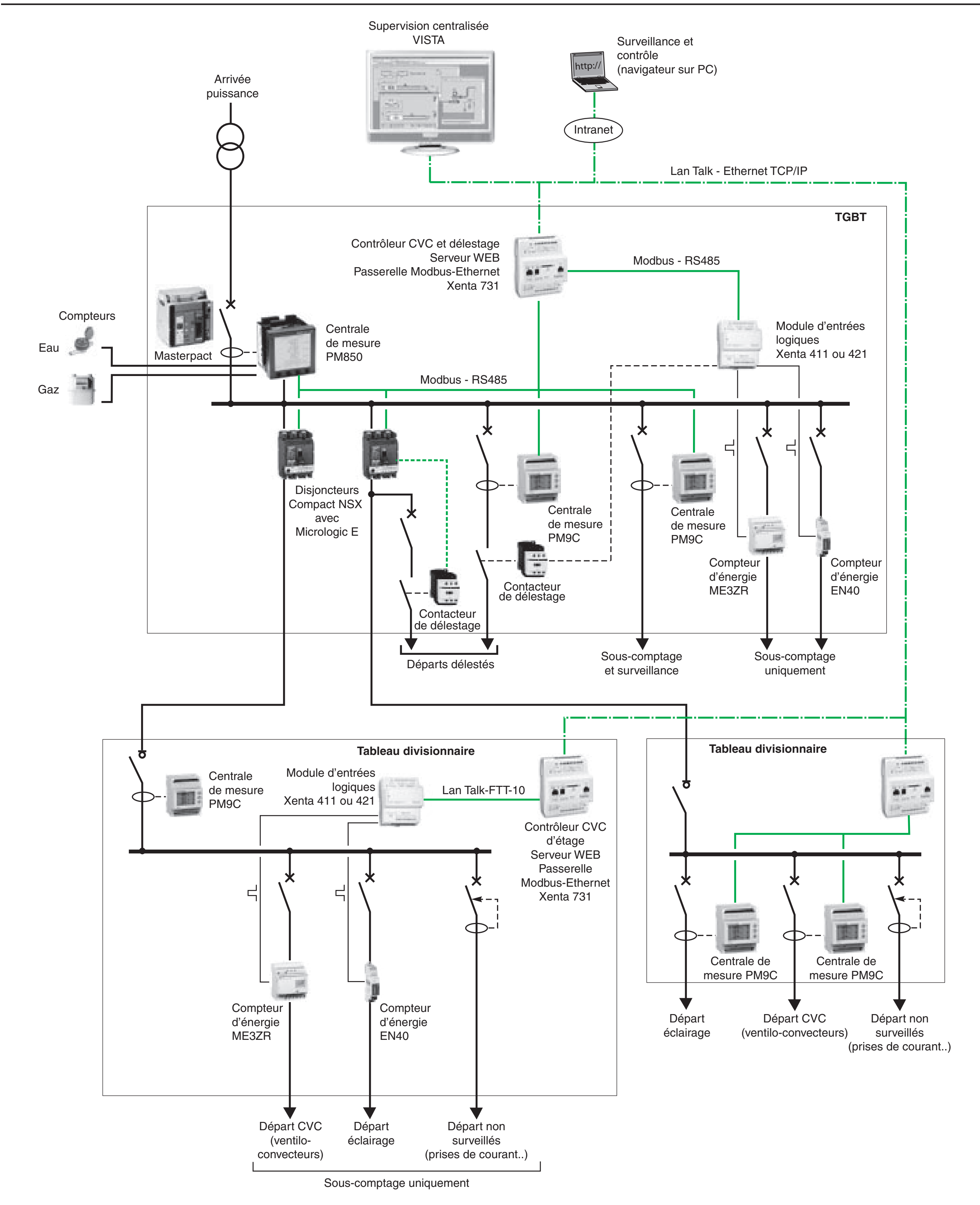


Fig. K24 : Architecture pour un grand site tertiaire

Ces schémas montrent dans le même temps que le choix d'une architecture impose le choix de composants (par exemple adéquation entre capteurs et bus numérique), mais l'inverse est aussi possible car un bilan technico-économique de leur installation et des résultats recherchés peut modifier le choix initial de l'architecture. En effet, les coûts (achat et installation) de ces composants, portant parfois la même désignation avec des caractéristiques différentes, peuvent varier fortement, mais avec des résultats très variables :

- un dispositif de mesure peut mesurer un ou plusieurs paramètres, avec ou sans calcul (énergie, puissance, cos φ),
- un disjoncteur standard remplacé par un disjoncteur équipé d'une unité de contrôle électronique peut délivrer de nombreuses informations sur un bus numérique (mesures efficaces instantanées des courants, des tensions simples et composées, des déséquilibres des courants de phase et des tensions composées, de fréquence, de puissances actives et réactives totales et par phase,...).

La conception de ces systèmes nécessite donc de bien définir les objectifs d'efficacité énergétique et de bien connaître toutes les solutions techniques avec leurs avantages, inconvénients et limites d'application (cf. **Fig. K27**).
Pour envisager tous les cas de figures, il peut être alors nécessaire d'explorer différents catalogues de matériels, ou simplement de consulter un constructeur disposant d'un large éventail d'appareils pour la distribution électrique et les systèmes d'information. Enfin, certains constructeurs, tel Schneider Electric, proposent des services de conseil et d'études pour le choix et la mise en oeuvre de tous ces appareils.

	Economies d'énergie	Optimisation du coût	Disponibilité et fiabilité
Commandes à vitesse variable	• • •	•	•
Moteurs et transformateurs haute performance	• • •		
Alimentation des moteurs MT	• • •		
Correction de facteur de puissance	•	• • •	
Gestion des harmoniques	•	• •	•
Configuration des circuits			• • •
Générateurs d'appoint		• •	• • •
Dispositifs d'alimentation sans coupure (voir la page N11)			• • •
Démarreurs progressifs	•	•	• • •
iMCC		• •	• •
Architecture basée sur un équipement intelligent Niveau 1	• •	•	
Architecture centralisée spécialisée pour électriciens Niveau 2	• • •	• •	•
Architecture centralisée générale conventionnelle Niveau 3	•	• •	• • •

Fig. K27 : Cartographie des solutions

5 Comment évaluer les économies d'énergie

Un des principaux obstacles à l'élaboration et la réalisation des projets d'efficacité énergétique est le manque de résultats financiers fiables et commercialement probants. Plus l'investissement est important, plus pressant est le besoin de disposer d'une preuve fiable des avantages qu'il présente. Il existe donc une réelle nécessité de méthodes fiables de quantification des résultats des investissements en efficacité énergétique.

Des informations fournies dans ce chapitre sont tirées du volume 1 du guide IPMVP publié par EVO www.evo-world.org

5.1. Procédures IPMVP et EVO

Pour répondre à cette attente l'organisation EVO -Efficiency Valuation Organization- responsable des évaluations de performance a publié «IPMVP» -International Performance Measurement and Verification Protocol-. Il s'agit d'un guide qui décrit les procédures utilisées dans la mesure, le calcul et la documentation des économies réalisées grâce aux divers projets d'efficacité énergétique.
Jusqu'à présent, EVO a publié trois volumes de IPMVP dont le premier «Concepts et Options pour guider les choix en matière d'économie d'eau et d'énergie» fournit des méthodes, de coût et de précision variables, permettant de déterminer les économies totales réalisées ou celles réalisées dans le seul domaine de l'efficacité énergétique. Il est utilisé par Schneider Electric dans la formulation des projets d'efficacité énergétique.

Principe et qualités de IPMVP

Avant l'installation de la solution d'efficacité énergétique, une étude réalisée selon l'IPMVP doit être faite sur une certaine période pour définir la relation qui existe entre l'utilisation d'énergie et les conditions d'exploitation. Pendant cette période, des valeurs de référence sont définies, soit par des mesures directes, soit simplement à partir des factures d'énergie du site.
Après l'installation, ces données de référence sont utilisées pour estimer la quantité d'énergie appelée «énergie de référence ajustée» qui aurait été consommée si la solution n'avait pas été mise en œuvre. L'énergie économisée est la différence entre cette «énergie de référence ajustée» et l'énergie effectivement mesurée.

Lorsqu'un plan de vérification et de mesure est formulé dans le cadre d'une initiative IPMVP, il doit être :

■ précis
Les rapports de vérification et de mesure doivent être aussi précis que possible compte tenu des limites du budget de l'opération. Les coûts de vérification et de mesure doivent normalement être modestes par rapport au montant des économies escomptées.

■ complet
L'étude des économies d'énergie doit tenir compte de tous les effets du projet.

■ prudent
Lorsqu'il y a des doutes sur les résultats, les procédures de vérification et de mesure doivent fournir une sous-estimation des économies considérées.

■ consistant
Le rapport sur l'efficacité énergétique du projet doit intégrer de manière consistante les facteurs suivants :
□ les différents types de projet d'efficacité énergétique,
□ les différents types d'experts qui interviennent dans chacun des projets,
□ les différentes périodes applicables à chacun des projets,
□ les projets d'efficacité énergétique et les nouveaux projets d'alimentation en énergie.

■ pertinent
La spécification des économies doit mesurer les paramètres de performance qui sont pertinents ou moins connus tandis que d'autres paramètres moins critiques ou plus facilement prévisibles peuvent être estimés.

■ transparent
Toutes les mesures qui entrent dans le plan de vérification et de mesure doivent être décrites de manière claire et détaillée.

Les options IPMVP

Selon les objectifs assignés à cette démarche d'efficacité énergétique, quatre niveaux d'étude ou « options » sont définis :

- remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres essentiels = Option A,
- remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres = Option B,
- l'ensemble de l'installation = Option C,
- simulation étalonnée = Option D.

Leur présentation fait l'objet du tableau de la **Figure 28** et le diagramme de la **Figure 29** présente la procédure de sélection de l'option à retenir pour un projet.

	Option A	Option B	Option C	Option D
Objectif économique	Remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres essentiels.	Remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres.	L'ensemble de l'installation.	Simulation étalonnée.
Description	Les économies sont calculées sur la base des relevés du ou des principaux paramètres de performance qui définissent la consommation d'énergie du système affecté par la solution d'efficacité énergétique. Les paramètres qui ne sont pas sélectionnés pour une mesure sur le terrain font l'objet d'une estimation.	Les économies sont calculées sur la base des relevés de terrain de la consommation d'énergie du système affecté par la solution d'efficacité énergétique.	Les économies sont déterminées sur la base du relevé sur le terrain de la consommation d'énergie au niveau de l'installation ou d'une portion de l'installation. Des relevés continus de l'énergie utilisée dans l'installation dans son ensemble sont effectués tout au long de la période documentée.	Les économies sont déterminées sur la base d'une simulation de la consommation d'énergie au niveau de l'installation ou d'une portion de l'installation. Il doit être démontré que les procédures de simulation fournissent un modèle adéquat de la performance énergétique effective de l'installation.
Calcul des économies	Le calcul d'ingénierie de l'énergie consommée pendant la période de référence et la période documentée est effectué à partir de : ■ mesures continues ou à court terme du ou des principaux paramètres de performance, ■ et de valeurs estimées.	Les mesures continues ou à court terme de l'énergie consommée pendant la période de référence et la période documentée.	Analyse des données sur l'énergie consommée pendant la période de référence et la période documentée pour la totalité de l'installation. Des ajustements de routine sont requis qui utilisent des techniques comme les analyses comparatives ou analyses par régression.	La simulation de l'énergie utilisée étalonnée sur la base des données de facturation mensuelle ou horaire.
Quand utiliser cette option ?	D'un côté, les résultats obtenus avec cette option sont sujets à une incertitude considérable du fait de l'estimation de certains des paramètres. D'un autre côté, elle est bien moins onéreuse que l'option B.	L'option B est plus onéreuse que l'option A parce que tous les paramètres sont mesurés. Mais si un client requiert un haut niveau de précision, cette option est la meilleure.	Lorsque un programme complexe de gestion de l'énergie est en place et qu'il affecte un grand nombre de systèmes dans une installation, le choix de l'option C peut permettre des économies tout en allégeant la procédure.	L'option D est utilisée seulement s'il n'existe pas de données de référence disponibles. Par exemple dans un site où il n'y avait pas de compteur avant l'installation de la solution et où l'acquisition des données de référence est trop longue et trop onéreuse.

Fig. K28 : Synthèse des options IPMVP

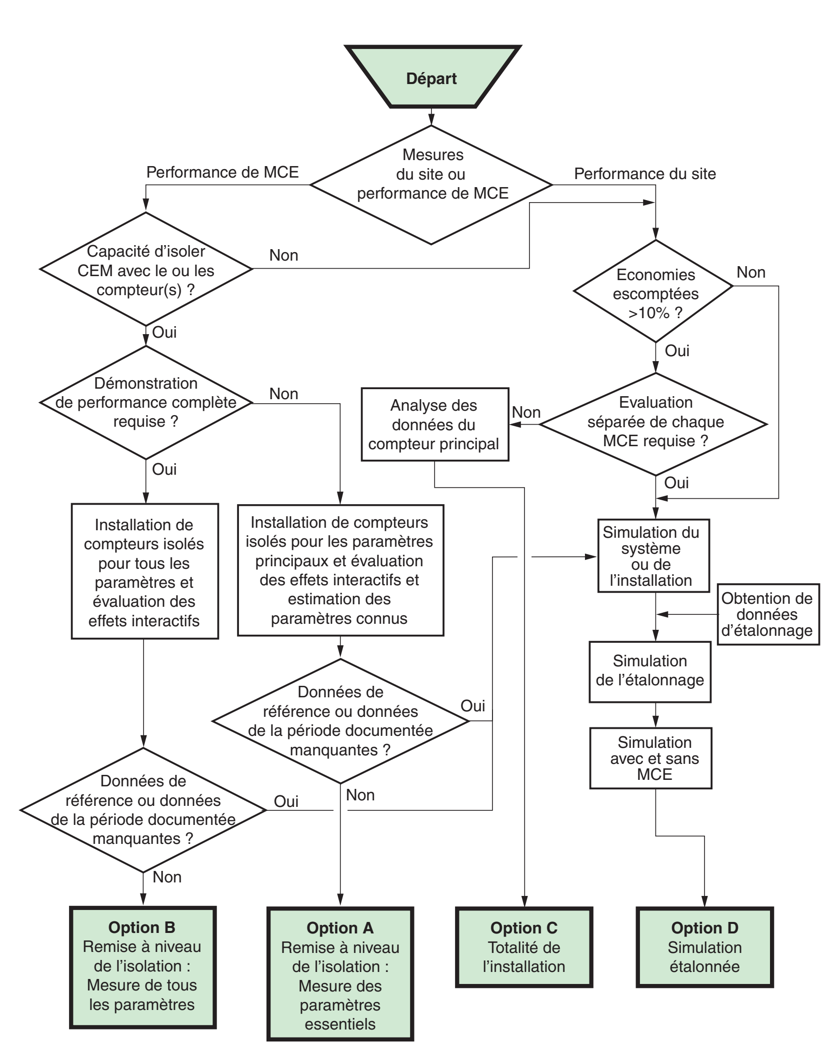


Fig. K29 : Procédure de sélection de l'option IPMVP à retenir pour un projet

5.2. Pour une performance soutenue

Une fois les audits d'énergie terminés, les mesures d'économie d'énergie en place et les économies quantifiées, il est impératif de suivre les procédures suivantes pour assurer la stabilité de la performance dans le temps. Sans un cycle d'amélioration continue, la performance tend à régresser (cf. **Fig. K30**).

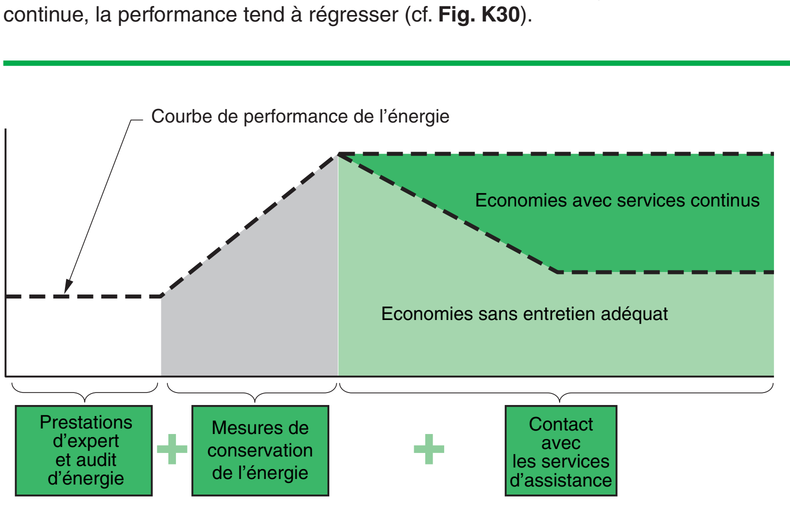


Fig. K30 : Pour assurer la stabilité de la performance dans le temps

Un cycle d'amélioration continue requiert l'existence, l'utilisation productive et l'entretien d'un système de surveillance de l'énergie. Ce système est utilisé pour l'analyse continue et pro-active de l'utilisation de l'énergie dans le site et pour la formulation de recommandations d'amélioration du système de distribution électrique.

Pour assurer la performance optimale d'un tel système et la meilleure utilisation des données recueillies, des services d'assistance, sur site ou à distance (disponibles par téléphone, courriel ou VPN -Réseau privé virtuel- ou toute autre forme de connexion à distance) sont souvent nécessaires pour compléter les services internes de l'exploitant tant par leur expérience que par leur disponibilité. Ils peuvent par exemple proposer :

- de veiller au bon fonctionnement des dispositifs de mesure,
- d'effectuer les mises à jour et adaptations logicielles,
- de gérer les bases de données, par exemple archivage,
- d'adapter en permanence le système de surveillance aux nouveaux besoins de contrôle.



Chapitre L
Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Énergie réactive et facteur de puissance

Les réseaux électriques à courant alternatif fournissent deux formes d'énergie :
- *l'énergie « active » mesurée en kWh qui est transformée en énergie mécanique (travail), chaleur, lumière, etc,*
- *l'énergie « réactive » mesurée en kvarh qui prend 2 formes :*
  - *l’une nécessaire et consommée par les circuits inductifs (transformateurs, moteurs, etc.),*
  - *l’autre fournie par les circuits capacitifs (capacité des câbles, batteries de condensateurs, etc.).*

1.1 Nature de l'énergie réactive

Tous les appareils et machines à induction (c'est à dire à champs électromagnétiques) convertissent l'énergie fournie par le réseau d'alimentation en énergie mécanique (travail) et chaleurs (pertes). Cette énergie est mesurée par des wattmètres en kWh, et est appelée énergie « active ». Afin de réaliser cette conversion, des champs magnétiques doivent être créés dans la machine, et ces champs sont associés à une autre forme d'énergie à fournir par le réseau d'alimentation appelée énergie « réactive ».

En effet, 2 fois par cycle du réseau d'alimentation, les circuits magnétiques absorbent de l'énergie du réseau (à l'établissement des champs magnétiques) et restituent cette énergie au réseau (à l'extinction des champs magnétiques).

Un phénomène similaire se produit avec des éléments capacitifs en parallèle sur le réseau, telles que capacités des câbles ou batteries de condensateurs, etc. Dans ce cas, l'énergie est stockée électrostatiquement. Les cycles de charge et de décharge des circuits capacitifs se font d'une manière identique à celle des circuits inductifs présentés ci-dessus mais le courant d'un circuit capacitif circule vers la source en complète opposition de phase avec celui d'un circuit inductif. Cette caractéristique est la base sur laquelle est établie la correction du facteur de puissance.

Il faut noter que ces courants réactifs (pour être plus précis, la composante réactive du courant de charge) ne consomment pas de puissance du réseau, mais causent des pertes dans le réseau de transport et de distribution de l'énergie et l'échauffement des conducteurs.

En pratique les composantes réactives des courants des charges dans un réseau sont toujours inductives et, de plus, les impédances des réseaux de transport et de distribution sont à prédominance réactive de type inductif. La somme de tous ces courants inductifs circulant dans une réactance inductive produit la pire des conditions possibles pour la chute de tension (c'est à dire en opposition de phase complète avec le système de tensions).

Pour ces raisons (pertes et chute de tension dans le réseau de transport), les distributeurs d'énergie réduisent la valeur du courant réactif le plus possible.

Les courants réactifs capacitifs produisent l'effet inverse sur les tensions : ils produisent des élévations de tension dans les réseaux de distribution.

La puissance (kW) associée à l'énergie active est représentée habituellement par la lettre P.

La puissance réactive (kvar) est représentée par la lettre Q. La puissance réactive de type inductif est conventionnellement comptée positivement (+Q), la puissance réactive de type capacitif est conventionnellement comptée négativement (-Q).

La puissance apparente S (en kVA) est la somme vectorielle de P et Q (cf. **Fig. L1**).

Le paragraphe 1.3 montre les relations entre P, Q et S.

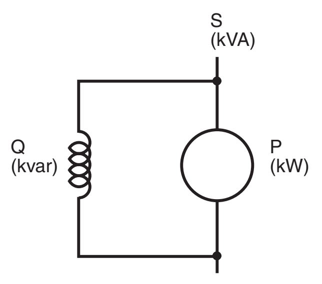
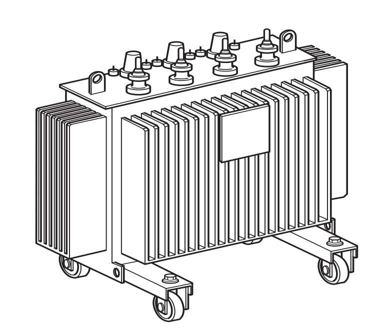


***Fig. L1** : Un moteur prélève sur le réseau de l'énergie active P et de l'énergie réactive Q*



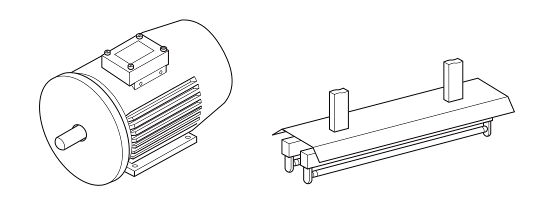


***Fig. L2** : Les récepteurs consomment de l'énergie réactive*

1.2 Récepteurs consommateurs d'énergie réactive

Tous les récepteurs fonctionnant en courant alternatif qui comportent des dispositifs électromagnétiques ou des enroulements couplés magnétiquement, consomment plus ou moins des courants réactifs pour créer les flux magnétiques.

Les plus communs de ces récepteurs sont les transformateurs (et les réactances), les moteurs et les lampes à décharge (avec ballasts magnétiques) (cf. **Fig. L2**).

La proportion de puissance réactive (kvar) par rapport à la puissance active (kW) pour un fonctionnement à pleine charge du récepteur, dépend du type de récepteur :
- 65 à 75 % pour les moteurs asynchrones,
- 5 à 10 % pour les transformateurs.

Plus le facteur de puissance est proche de 1, plus les pertes du fournisseur et du consommateur sont réduites.

1.3 Le facteur de puissance

Définition du facteur de puissance

Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance active (en kW) et la puissance apparente (en kVA).
Le facteur de puissance d'une charge qui peut être un seul récepteur, ou un ensemble de récepteurs (par exemple, une installation électrique complète), est donnée par le rapport P/S soit des kW divisés par des kVA à un instant donné.
PF = P (kW) / S (kVA)
La plage des valeurs du facteur de puissance est [0, 1].
Si les courants et les tensions sont parfaitement sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal au cos φ.
Un facteur de puissance proche de l'unité signifie que l'énergie réactive est faible comparée à l'énergie active, en revanche une valeur faible, proche de zéro, indique la condition inverse.

Représentation graphique à partir des puissances

■ Puissance active P (en kW).
□ Monophasé (1 phase et neutre) : $P = V I \cos \varphi$.
□ Monophasé (phase à phase) : $P = U I \cos \varphi$.
□ Triphasé* (avec ou sans neutre) : $P = \sqrt{3} U I \cos \varphi$.
■ Puissance réactive Q (en kvar).
□ Monophasé (1 phase et neutre) : $Q = V I \sin \varphi$.
□ Monophasé (phase à phase) : $Q = U I \sin \varphi$.
□ Triphasé* (avec ou sans neutre) : $Q = \sqrt{3} U I \sin \varphi$.
■ Puissance apparente S (en kVA).
□ Monophasé (1 phase et neutre) : $S = V I$.
□ Monophasé (phase à phase) : $S = U I$.
□ Triphasé* (avec ou sans neutre) : $S = \sqrt{3} U I$
avec :
V = tension entre phase et neutre
U = tension entre phases
I = courant ligne
φ = angle entre les vecteurs V et I.

Vecteurs tension et courant, et diagramme des puissances

La représentation graphique du « vecteur » puissance est un artifice utile dérivé de la représentation graphique réelle (diagramme de Fresnel) des vecteurs courants et tensions, soit :
■ Les tensions du réseau d'alimentation sont prises comme vecteurs et quantités de référence. Dans l'hypothèse d'une charge triphasée équilibrée, seulement une phase est considérée pour la représentation graphique des puissances (diagramme des puissances).
■ Le vecteur tension (V), référence de phase, est colinéaire avec l'axe horizontal, et le vecteur courant (I) de cette phase est, pour pratiquement toutes les charges alimentées, en retard sur la tension d'un angle φ.
■ La composante de I qui est en phase avec V est la composante « active » de I et est égale à I cos φ, tandis que VI cos φ représente la puissance active (en kW si I est exprimé en A et V exprimé en kV)
■ La composante de I qui est en retard de 90° par rapport à la tension V est la composante réactive du courant et est égale à I sin φ, tandis que VI sin φ représente la puissance réactive (en kvar si I est exprimé en A et V exprimé en kV)
■ Si le vecteur I est multiplié par V, alors le module de VI est égal à la puissance apparente (en kVA si I est exprimé en A et V exprimé en kV).

La relation simple entre P, Q et S est donnée par la formule : $S^2 = P^2 + Q^2$
Les puissances calculées (kW, kvar et kVA) sont à multiplier par 3 pour avoir les puissances consommées et faire le calcul du facteur de puissance pour une charge triphasée, comme indiqué en **Figure L3** .

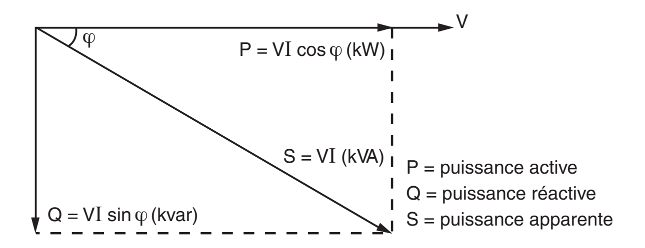


Fig. L3 : Diagramme de puissance

(*) avec des charges équilibrées ou quasi équilibrées.

1 Énergie réactive et facteur de puissance

Exemple de calcul des puissances (cf. **Fig. L4**)

Type de circuit		Puissance apparente S (kVA)	Puissance active P (kW)	Puissance réactive Q (kvar)
Monophasé (phase et neutre)		S = VI	P = VI cos φ	Q = VI sin φ
Monophasé (phase à phase)		S = UI	P = UI cos φ	Q = UI sin φ
Exemple	Récepteur 5 kW cos φ = 0.5	10 kVA	5 kW	8.7 kvar
Triphasé 3 câbles ou 3 câbles + neutre		S = $\sqrt{3}$ UI	P = $\sqrt{3}$ UI cos φ	Q = $\sqrt{3}$ UI sin φ
Exemple	Moteur Pn = 51 kW cos φ = 0.86 η = 0.91 (rendement)	65 kVA	56 kW	33 kvar

Fig. L4 : Exemple de calcul des puissances active et réactive

La tangente φ

Certaines factures d'électricité (exemple : abonné tarif vert) indiquent la valeur de tan φ.

$$\tan\varphi = \frac{\textit{énergie réactive}}{\textit{énergie active}} = \frac{Q\ (kvar)}{P\ (kW)}$$

Ce rapport illustre l'énergie réactive que le distributeur doit livrer pour fournir une puissance active donnée.
Une faible valeur de tan φ correspond à une installation optimisée.

1.4 Valeurs courantes du facteur de puissance

Le calcul des puissances de l'exemple du tableau de la Figure L4 est le suivant :
Pn = puissance disponible sur l'arbre = 51 kW
P = puissance active consommée

$$P = \frac{Pn}{\eta} = \frac{51}{0,91} = 56\ kW$$

S = puissance apparente

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{56}{0,86} = 65\ kVA$$

De sorte que, en se référant au diagramme de la **Figure L5** ou en utilisant une calculatrice, la valeur de la tan φ correspondant à un cos φ de 0,86 est égale à 0,59.
Q = P tan φ = 56 x 0.59 = 33 kvar (voir le tableau de la **Figure L15**).

Variante du calcul

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{65^2 - 56^2} = 33\ kvar$$

Le tableau de la **Figure L6** indique les valeurs moyennes du facteur de puissance pour les équipements et les appareils les plus couramment utilisés.

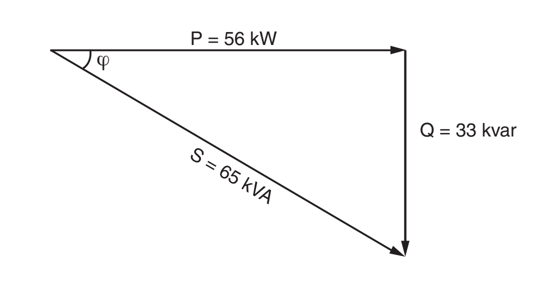


Fig. L5 : Exemple de calcul de P, Q, S et cos φ

Equipements et appareils			cos φ	tan φ
■ Moteur asynchrone ordinaire	chargé à	0 %	0,17	5,80
		25%	0,55	1,52
		50 %	0,73	0,94
		75 %	0,80	0,75
		100 %	0,85	0,62
■ Lampes à incandescence			1,0	0
■ Lampes fluorescentes (non compensées)			0,5	1,73
■ Lampes fluorescentes (compensées)			0,93	0,39
■ Lampes à décharge			0,4 à 0,6	2,29 à 1,33
■ Fours à résistance			1,0	0
■ Fours à induction avec compensation intégrée			0,85	0,62
■ Fours à chauffage diélectrique			0,85	0,62
■ Machines à souder à résistance			0,8 à 0,9	0,75 à 0,48
■ Postes statiques monophasés de soudage à l'arc			0,5	1,73
■ Groupes rotatifs de soudage à l'arc			0,7 à 0,9	1,02 à 0,48
■ Transformateurs-redresseurs de soudage à l'arc			0,7 à 0,8	1,02 à 0,75
■ Fours à arc			0,8	0,75

Nota : La compensation d'un appareil consiste à améliorer son facteur de puissance au moyen de condensateurs qui sont sources d'énergie réactive.



Fig. L6 : Valeurs de cos φ et tan φ pour les appareils courants

2 Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?

L'amélioration du facteur de puissance d'une installation présente de multiples avantages d'ordre économique et technique et permet de réduire la facture d'électricité.

2.1 Diminution de la facture d'électricité

Une bonne gestion de la consommation d'énergie réactive apporte de réels gains économiques.
Les calculs sont basés sur une structure tarifaire actuellement en vigueur dans les pays européens, conçue pour encourager les consommateurs à minimiser leur consommation d'énergie réactive.

En France, ce principe de tarification est applicable pour les branchements supérieurs à 250 kVA :
- du 1er novembre au 31 mars,
- tous les jours sauf le dimanche,
- de 6 heures à 22 heures.

L'installation de batteries de condensateurs pour améliorer le facteur de puissance de l'installation permet de réduire la facture d'électricité en maintenant le niveau de la consommation de puissance réactive en dessous d'une valeur définie contractuellement avec le fournisseur d'énergie. Dans cette tarification particulière, l'énergie réactive est payée suivant la valeur du critère tan φ.
Comme indiqué précédemment :

$$\tan \varphi = \frac{Q\ (\text{kvarh})}{P\ (\text{kWh})}$$

Le distributeur d'énergie fournit l'énergie réactive gratuitement (ou à un tarif réduit) :
- si l'énergie réactive représente moins de 40 % de l'énergie active ($\tan \varphi < 0{,}4$) pendant une tranche maximale de 16 heures par jour (de 06 h 00 à 22 h 00) durant la période tarifaire la plus chargée (souvent en hiver, période heures pleines d'hiver),
- sans limitation durant les périodes les moins chargées, période heures creuses d'hiver et le reste de l'année (périodes d'heures pleines d'été ou heures creuses d'été).

Note : Des découpages tarifaires complémentaires, incluant notamment des «heures de pointe», etc., peuvent être ajoutées suivant le contrat : l'objectif du fournisseur d'énergie est de toujours facturer les kvarh fournis au-delà d'une certaine valeur (contractuelle) à un tarif plus élevé (appelé assez couramment «pénalités»).
Pendant les périodes(1) de limitation («heures de pointe»), la consommation d'énergie réactive dépassant 40 % de l'énergie active (soit $\tan \varphi > 0{,}4$) est facturée mensuellement au tarif courant.
Donc la quantité d'énergie réactive facturée durant cette période est :
kvarh (à facturer) = kWh x (tan φ - 0,4) avec :
- kWh est l'énergie active consommée durant la période de limitation,
- kWh x tan φ est l'énergie réactive totale durant la période de limitation,
- kWh x 0,4 est l'énergie réactive fournie gratuitement pendant une période de limitation.

La tan φ = 0,4 correspond à un facteur de puissance de 0,93.

Si des mesures sont prises pour assurer que durant les périodes de limitation le facteur de puissance ne descend pas au dessous de 0,93, l'exploitant n'aura rien à payer pour sa consommation d'énergie réactive.

En regard du gain économique dû à la diminution de sa facture, l'exploitant doit inscrire au bilan les coûts :
- d'achat, d'installation et de maintenance :
  - des condensateurs de compensation,
  - des équipements associés : appareils de commande, équipement de régulation automatique (si différents niveaux de compensation sont nécessaires).
- des consommations supplémentaires de kWh induites par les pertes diélectriques des capacités, etc.

Le bilan peut faire apparaître qu'il est plus économique de réaliser seulement une compensation partielle du fait que, dans ce cas, le coût des consommations d'énergie réactive à payer est plus économique que le coût généré par une compensation à 100 %.

(1) Une période de limitation correspond à la durée journalière de 06 h 00 à 22 h 00.

2 Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?

L'amélioration du facteur de puissance permet un dimensionnement réduit des transformateurs, des appareillages, des conducteurs, etc. ainsi qu'une diminution des pertes en ligne et des chutes de tension dans l'installation.

2.2 Optimisation des choix technico-économiques

Un facteur de puissance élevé permet l'optimisation des composants d'une installation. Le surdimensionnement de certains équipements peut être évité, mais pour obtenir le meilleur résultat, le raccordement des capacités devra être réalisé au plus près des charges inductives.

Diminution de la section des câbles

La **Figure L7** montre l'accroissement de la section des câbles pour un facteur de puissance diminuant de 1 à 0,4 pour la même énergie active fournie.

Facteur multiplicateur de la section des conducteurs (câbles)	1	1,25	1,67	2,5
cos φ	1	0,8	0,6	0,4

Fig. L7 : Facteur multiplicateur de la section des câbles en fonction du cos φ

Diminution des pertes en ligne

Les pertes dans les conducteurs sont proportionnelles au carré du courant transporté et sont mesurées par les compteurs d'énergie active (kWh) de l'installation. La diminution de 10 %, par exemple, du courant dans un conducteur réduira les pertes de 20 %.

Réduction de la chute de tension

L'installation de condensateurs de compensation permet de réduire voire d'éliminer la circulation de courants réactifs (inductifs) dans les conducteurs en amont, et de ce fait réduit ou élimine les chutes de tension.

Note : Une surcompensation produira une élévation de tension au niveau des capacités.

Augmentation de la puissance disponible

L'augmentation du facteur de puissance d'une charge induit la diminution du courant fourni par le transformateur d'alimentation et, de ce fait, permet d'alimenter des charges supplémentaires. En pratique, en cas d'extension d'une installation, il peut être moins onéreux[1] d'augmenter le facteur de puissance que de remplacer le transformateur existant.

Cette approche est développée au sous chapitre 6.

(1) En plus des autres gains, mentionnés précédemment, réalisés grâce à une valeur élevée du facteur de puissance.

3 Comment améliorer le facteur de puissance ?

Améliorer le facteur de puissance d'une installation consiste à installer une batterie de condensateurs qui agit en tant que source d'énergie réactive. Cette disposition s'appelle la compensation de l'énergie réactive de l'installation.

3.1 Principes théoriques

Une charge inductive avec un facteur de puissance de faible valeur nécessite que le réseau en amont, les génératrices et le réseau de transport, lui fournissent un courant réactif inductif (en retard de 90° par rapport au système de tensions) ce qui génère, comme indiqué au paragraphe 1.1, des pertes en ligne et des chutes de tension importantes. Si une batterie de condensateurs est installée en parallèle sur la charge, son courant réactif (capacitif) suivra le même chemin que le courant réactif (inductif) de la charge dans le réseau en amont : les 2 courants s'additionnent dans le réseau amont. Comme indiqué dans le sous paragraphe 1.1, le courant capacitif Ic (qui est en avance de 90° par rapport au système de tensions) de la batterie de condensateurs est en opposition de phase avec le courant inductif IL (qui est en retard de 90° par rapport au système de tension) et, par suite, les 2 courants s'additionnant dans le réseau amont l'intensité du courant réactif amont résultant sera fortement réduit voir annulé si les courants Ic et IL sont égaux (Ic = IL).

La **Figure L8** (**a**) et (**b**) indique la circulation des composantes réactives des courants.
Sur la figure :
R représente la somme des composantes actives des charges,
L représente la somme des composantes réactives (inductives) des charges,
C représente la composante réactive (capacitive) de la batterie de condensateurs de compensation.

Comme l'indique le schéma (**b**) de la **Figure L8**, la batterie de condensateurs semble fournir toute l'énergie réactive à la charge.

Dans le schéma (**c**) de la Figure L8, la composante active du courant a été ajoutée et montre une charge entièrement compensée ayant un facteur de puissance égal à 1.

En général il n'est pas économique de compenser entièrement une installation.

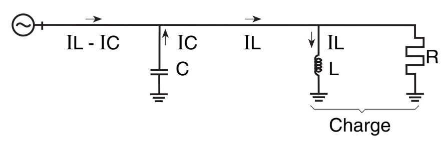
La **Figure L9** reprend le diagramme de la figure L3 pour illustrer le principe de compensation partielle par réduction de la puissance réactive importante Q d'une installation à une valeur plus faible Q' au moyen d'une batterie de condensateurs de puissance réactive Qc. Par suite, la valeur de la puissance apparente de l'installation S a été réduite à la valeur S'.

Exemple :
Un moteur consomme 100 kW avec un facteur de puissance de 0,75 (c'est-à-dire tan φ = 0,88). Pour augmenter le facteur de puissance à 0,93 (c'est-à-dire tan φ = 0,4), la puissance réactive de la batterie de condensateurs doit être :
Qc = 100 (0,88 - 0,4) = 48 kvar.

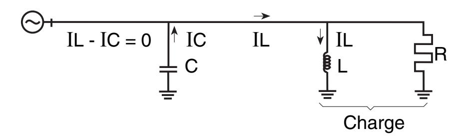
Le niveau de compensation à choisir et le dimensionnement de la batterie de condensateurs dépendent des particularités de l'installation. Les facteurs nécessitant une attention particulière sont expliqués pour le cas général au paragraphe 5, pour l'application transformateur au paragraphe 6 et pour l'application moteur au paragraphe 7.

Note : avant d'engager un projet de compensation, certaines précautions doivent être prises. Le surdimensionnement d'un moteur, de même que son fonctionnement à vide, doit être évité. Dans ce dernier cas, de l'énergie réactive est consommée par le moteur ce qui se traduit par un facteur de puissance de valeur très faible (≈ 0.17).

a) Circulation des composantes réactives des courants



b) Si IC = IL, toute la puissance réactive est fournie par la batterie de condensateurs



c) cas **b)** avec la composante active du courant de charge

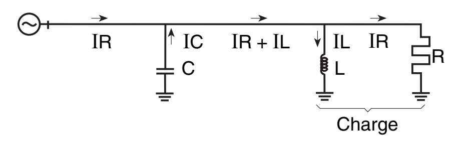


Fig. L8 : Modifications des courants consécutives à l'amélioration du facteur de puissance

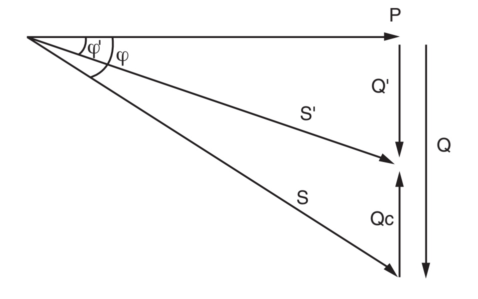


Fig. L9 : Schéma de principe de la compensation : Qc = P (tan φ - tan φ')

3.2 En utilisant quel équipement ?

Compensation en BT

En basse tension, la compensation est réalisée par :
- des condensateurs fixes,
- des équipements de régulation automatique, ou des batteries de condensateurs qui permettent un ajustement continu aux besoins de l'installation.

Note : quand la puissance réactive de compensation installée dépasse 800 kvar, et si la charge est continue et stable, il est souvent plus économique d'installer des batteries de condensateurs en moyenne tension.

La compensation d'énergie réactive peut se faire avec des condensateurs fixes.

Condensateurs fixes (cf. **Fig. L10**)

Ces condensateurs sont d'une puissance unitaire constante et leur mise en œuvre peut être :

- manuelle : commande par disjoncteur ou interrupteur,
- semi-automatique : commande par contacteur,
- directe : asservie aux bornes d'un récepteur.

Ils s'utilisent :

- aux bornes des récepteurs de type inductif (moteurs et transformateurs),
- sur un jeu de barres où se trouvent de nombreux petits moteurs dont la compensation individuelle serait trop couteuse,
- dans le cas où la fluctuation de charge est faible.



Fig. L10 : Exemple de condensateurs fixes

La compensation d'énergie réactive se fait le plus souvent par batterie de condensateurs à régulation automatique.

Batteries de condensateurs à régulation automatique (cf. **Fig. L11**)

Ce type d'équipement permet l'adaptation automatique de la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs en fonction d'un cos φ désiré et imposé en permanence.
Il s'utilise dans les cas où la puissance réactive consommée ou la puissance active varient dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement :

- aux bornes des tableaux généraux BT,
- pour les gros départs.



Fig. L11 : Exemple de batterie à régulation automatique

Les batteries de régulation automatique permettent l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge.

Principe et intérêt de la compensation automatique

Une batterie de condensateurs à régulation automatique est divisée en gradins. Chaque gradin est commandé par un contacteur. L'enclenchement du contacteur met le gradin en service en parallèle avec les gradins connectés à l'installation, le déclenchement du contacteur, au contraire, le met hors service. Ainsi la capacité totale de la batterie de condensateurs varie par palier en fonction du besoin de kvar.

Un relais varmètrique mesure la valeur du facteur de puissance de l'installation et en commandant l'ouverture ou la fermetures des contacteurs des gradins en fonction de la charge, régule la valeur du facteur de puissance de l'installation à la valeur consignée. La tolérance sur la régulation est déterminée par la taille de chaque gradin. Le transformateur de courant TC associé au relais varmètrique doit être installé sur une des phases de l'arrivée alimentant les charges à compenser, comme décrit dans le schéma de la **Figure L12**.

L'équipement Varset Fast est une batterie de condensateurs de compensation à régulation automatique incluant un contacteur statique (thyristors) au lieu d'un contacteur. La compensation statique est intéressante sur des installations avec des équipements ayant des cycles de variation de charges très rapides et/ou très sensibles aux surtensions transitoires.

Les avantages de la compensation automatique par contacteur statique :
- réponse immédiate à toute variation du facteur de puissance (le temps de réponse est de 2 ms à 40 ms selon l'option de régulation,
- nombre illimité d'opérations,
- élimination des phénomènes transitoires liés à la fermeture/ouverture des contacteurs sur les condensateurs,
- fonctionnement totalement silencieux.

En gérant la compensation au plus prés des besoins de la charge, les risques de produire des surtensions durant les périodes de faible charge sont évités ainsi que, en empêchant l'établissement de surtension, les dégradations probables des appareils et des équipements.

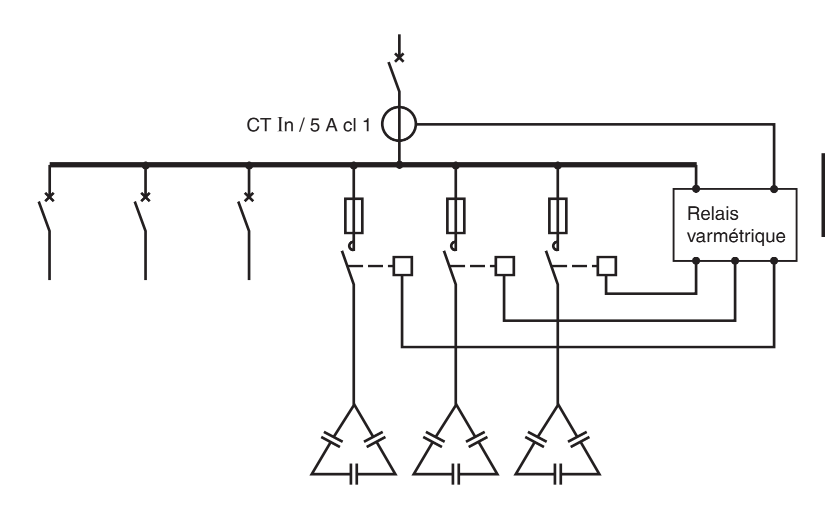


Fig. L12 : Principe de la compensation automatique d'une installation

3.3 Choix entre condensateurs fixes et batterie de condensateurs à régulation automatique

Règle générale

Si le dimensionnement en kvar des condensateurs est ⩽ 15 % du dimensionnement du transformateur, une compensation à une valeur fixe est appropriée. Au-delà de 15 % il est conseillé d'installer une batterie de condensateurs à régulation automatique.

La position des condensateurs dans l'installation indique le mode de compensation choisi qui peut être :
- global (en tête de l'installation),
- partiel (sur une ou plusieurs parties de l'installation),
- individuel (individuellement au niveau d'un récepteur),
- ou une combinaison des 2 derniers modes.

En pratique, les critères technico-économiques déterminent le choix.

4 Où installer les condensateurs de compensation ?

Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

4.1 Compensation globale (cf. **Fig. L13**)

Principe

La batterie est raccordée en tête d'installation BT et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. La batterie reste en service en permanence pendant le fonctionnement normal de l'installation.

Intérêt

Le foisonnement naturel de l'installation entraîne un dimensionnement faible de la batterie et un nombre élevé d'heures de fonctionnement. Elles sont donc amorties encore plus rapidement.

De plus, ce type de compensation :

■ supprime les facturations complémentaires pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert),

■ diminue la puissance apparente (ou appelée) en l'ajustant au besoin réel en kW de l'installation (exemple : tarif jaune),

■ soulage le poste de transformation (puissance disponible en kW).

Remarques

■ Le courant réactif est présent dans l'installation du niveau 1 jusqu'aux récepteurs.

■ Les pertes par effet Joule (kWh) dans les câbles situés en aval et leur dimensionnement ne sont de ce fait pas diminuées.

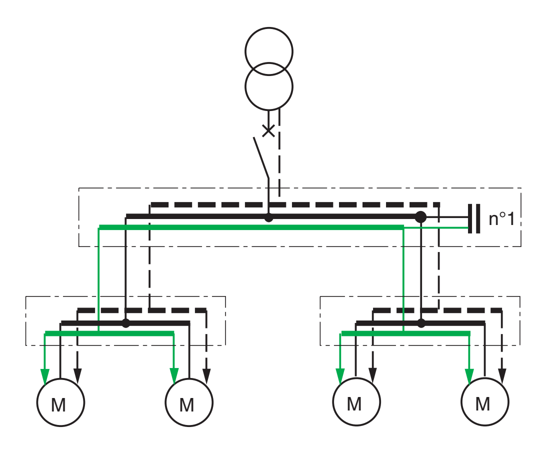


Fig. L13 : Compensation globale

Une compensation partielle est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

4.2 Compensation partielle (cf. **Fig. L14**)

Principe

La batterie de condensateurs est connectée sur l'arrivée du tableau de distribution intermédiaire pour lequel la compensation doit être réalisée (cf. Fig. L14).

Une économie significative sur l'installation est réalisée grâce à cette disposition, notablement au niveau du dimensionnement des câbles d'arrivée du ou des tableaux intermédiaires pour lesquels la compensation est réalisée.

Avantages

La compensation partielle de l'installation :

■ réduit les pénalités tarifaires dues à une consommation excessives d'énergie réactive,

■ réduit la puissance apparente d'utilisation (en kVA), calculée habituellement à partir des charges installées,

■ soulage le transformateur d'alimentation, ce qui permet d'alimenter des charges supplémentaires si nécessaire,

■ permet

□ de réduire la section des câbles d'arrivée du tableau de distribution intermédiaire,

□ ou d'ajouter des charges supplémentaires,

■ réduit les pertes en ligne dans ces mêmes câbles.

Fig. L14 : Compensation partielle

Commentaires

- Les courants réactifs circulent toujours dans les départs du tableau jusqu'aux charges.
- Pour les raisons citées ci avant, la compensation partielle n'améliore ni le dimensionnement, ni les pertes en ligne de ces départs.
- Si de larges variations de charges se produisent, un risque de surcompensation et, par conséquent, de surtension est toujours à considérer.

Une compensation individuelle est à envisager dès que la puissance du récepteur (en particulier d'un moteur) est significative par rapport à la puissance de l'installation.

4.3 Compensation individuelle

Principe

La batterie est connectée directement aux bornes de la charge inductive (généralement un moteur, voir au paragraphe 7). La compensation individuelle est à considérer quand la puissance du moteur est significative par rapport à la puissance souscrite de l'installation.
Le dimensionnement en kvar de la batterie de condensateurs est de l'ordre de 25 % de la puissance nominale (kW) du moteur. Une compensation complémentaire en tête de l'installation (transformateur) peut être aussi économiquement intéressante.

Avantages

La compensation individuelle réduit :

- les pénalités tarifaires dues à une consommation excessives d'énergie réactive,
- la puissance apparente consommée (en kVA),
- la section des câbles et les pertes en ligne.

Commentaires

- Les courants réactifs de l'installation sont significativement réduits ou éliminés.

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

5.1 Méthode générale

Bilan de la puissance réactive à la conception

Ce bilan peut être fait de la même façon que celui réalisé pour la puissance active au chapitre A. Il est ainsi possible de déterminer les puissances actives et réactives consommées à chaque niveau de l'installation.

Optimisation technico-économique (pour une installation existante)

Pour déterminer la puissance d'une batterie de condensateurs pour une installation existante, il est nécessaire de prendre en compte les informations suivantes :

- factures d'électricité avant l'installation de la batterie,
- factures prévisionnelles d'électricité après l'installation de la batterie,
- coûts :
  - d'achats des condensateurs et de l'équipement de commande (contacteurs, relais, armoires, etc.),
  - d'installation et de maintenance,
  - des pertes diélectriques supplémentaires dans les condensateurs, versus les réductions de pertes dans les câbles, le transformateur, etc. … après l'installation des condensateurs.

Plusieurs méthodes simplifiées appliquées à une tarification typique (courante en Europe) sont indiquées dans les paragraphes 5.3 et 5.4.

5.2 Méthode simplifiée

Principe général

Un calcul très approché peut suffire.
Il consiste à considérer que le cos φ d'une installation est en moyenne 0,8 (en retard) sans compensation. On considère qu'il faut « relever » le facteur de puissance à cos φ = 0,93 pour supprimer les pénalités et compenser les pertes usuelles en énergie réactive de l'installation.

Pour «relever» ainsi le cos φ le tableau de la **Figure L15** en page suivante indique que pour passer de cos φ = 0,8 à cos φ = 0,93, il faut fournir 0,355 kvar par kW de charge.

La puissance de la batterie de condensateurs à installer (en tête d'installation) est de ce fait :

Q (kvar) = 0,355 x P (kW).

Cette approche simple permet une détermination rapide des condensateurs à installer, que ce soit en mode global, partiel ou individuel.

Exemple

Comment augmenter le facteur de puissance d'une installation de 666 kVA de 0,75 à 0,93 ?
La puissance active consommée est 666 x 0,75 = 500 kW.
Sur la **Figure L15**, l'intersection de la ligne cos φ = 0,75 (avant compensation) avec la colonne cos φ = 0,93 (après compensation) indique une valeur de 0,487 kvar de compensation par kW de charge.
Pour une puissance de charge de 500 kW, la puissance de la batterie de compensation est de 500 x 0,487 = 244 kvar.

Note: la méthode est valable quel que soit le niveau de tension.

Le retour sur investissement d'une batterie de condensateurs de compensation et des équipements associés est généralement de dix huit mois.

5.3 Méthode de calcul pour tarif supérieur à 250 kVA

Dans le cas de certains types de tarification (les plus courants), l'examen de plusieurs factures couvrant la période la plus chargée de l'année permet de déterminer le niveau de la compensation requise pour éviter les pénalités de dépassement.

La méthode suivante permet de dimensionner une batterie de condensateurs de compensation en se basant sur la facturation détaillée, quand la structure tarifaire correspond (ou est similaire) à celle décrite dans le sous paragraphe 2.1.

Cette méthode détermine la compensation minimale requise pour éviter les "pénalités" dues à la consommation de kvarh.

Avant compensation		Puissance de condensateur en kvar à installer par kW de charge pour relever le facteur de puissance cos φ ou tan φ, à une valeur donnée													
		tan φ	**0,75**	**0,59**	**0,48**	**0,46**	**0,43**	**0,40**	**0,36**	**0,33**	**0,29**	**0,25**	**0,20**	**0,14**	**0,0**
tan φ	**cos φ**	**cos φ**	**0,80**	**0,86**	**0,90**	**0,91**	**0,92**	**0,93**	**0,94**	**0,95**	**0,96**	**0,97**	**0,98**	**0,99**	**1**
2,29	0,40		1,557	1,691	1,805	1,832	1,861	1,895	1,924	1,959	1,998	2,037	2,085	2,146	2,288
2,22	0,41		1,474	1,625	1,742	1,769	1,798	1,831	1,840	1,896	1,935	1,973	2,021	2,082	2,225
2,16	0,42		1,413	1,561	1,681	1,709	1,738	1,771	1,800	1,836	1,874	1,913	1,961	2,022	2,164
2,10	0,43		1,356	1,499	1,624	1,651	1,680	1,713	1,742	1,778	1,816	1,855	1,903	1,964	2,107
2,04	0,44		1,290	1,441	1,558	1,585	1,614	1,647	1,677	1,712	1,751	1,790	1,837	1,899	2,041
1,98	0,45		1,230	1,384	1,501	1,532	1,561	1,592	1,628	1,659	1,695	1,737	1,784	1,846	1,988
1,93	0,46		1,179	1,330	1,446	1,473	1,502	1,533	1,567	1,600	1,636	1,677	1,725	1,786	1,929
1,88	0,47		1,130	1,278	1,397	1,425	1,454	1,485	1,519	1,532	1,588	1,629	1,677	1,758	1,881
1,83	0,48		1,076	1,228	1,343	1,370	1,400	1,430	1,464	1,497	1,534	1,575	1,623	1,684	1,826
1,78	0,49		1,030	1,179	1,297	1,326	1,355	1,386	1,420	1,453	1,489	1,530	1,578	1,639	1,782
1,73	0,50		0,982	1,232	1,248	1,276	1,303	1,337	1,369	1,403	1,441	1,481	1,529	1,590	1,732
1,69	0,51		0,936	1,087	1,202	1,230	1,257	1,291	1,323	1,357	1,395	1,435	1,483	1,544	1,686
1,64	0,52		0,894	1,043	1,160	1,188	1,215	1,249	1,281	1,315	1,353	1,393	1,441	1,502	1,644
1,60	0,53		0,850	1,000	1,116	1,144	1,171	1,205	1,237	1,271	1,309	1,349	1,397	1,458	1,600
1,56	0,54		0,809	0,959	1,075	1,103	1,130	1,164	1,196	1,230	1,268	1,308	1,356	1,417	1,559
1,52	0,55		0,769	0,918	1,035	1,063	1,090	1,124	1,156	1,190	1,228	1,268	1,316	1,377	1,519
1,48	0,56		0,730	0,879	0,996	1,024	1,051	1,085	1,117	1,151	1,189	1,229	1,277	1,338	1,480
1,44	0,57		0,692	0,841	0,958	0,986	1,013	1,047	1,079	1,113	1,151	1,191	1,239	1,300	1,442
1,40	0,58		0,665	0,805	0,921	0,949	0,976	1,010	1,042	1,076	1,114	1,154	1,202	1,263	1,405
1,37	0,59		0,618	0,768	0,884	0,912	0,939	0,973	1,005	1,039	1,077	1,117	1,165	1,226	1,368
1,33	0,60		0,584	0,733	0,849	0,878	0,905	0,939	0,971	1,005	1,043	1,083	1,131	1,192	1,334
1,30	0,61		0,549	0,699	0,815	0,843	0,870	0,904	0,936	0,970	1,008	1,048	1,096	1,157	1,299
1,27	0,62		0,515	0,665	0,781	0,809	0,836	0,870	0,902	0,936	0,974	1,014	1,062	1,123	1,265
1,23	0,63		0,483	0,633	0,749	0,777	0,804	0,838	0,870	0,904	0,942	0,982	1,030	1,091	1,233
1,20	0,64		0,450	0,601	0,716	0,744	0,771	0,805	0,837	0,871	0,909	0,949	0,997	1,058	1,200
1,17	0,65		0,419	0,569	0,685	0,713	0,740	0,774	0,806	0,840	0,878	0,918	0,966	1,007	1,169
1,14	0,66		0,388	0,538	0,654	0,682	0,709	0,743	0,775	0,809	0,847	0,887	0,935	0,996	1,138
1,11	0,67		0,358	0,508	0,624	0,652	0,679	0,713	0,745	0,779	0,817	0,857	0,905	0,966	1,108
1,08	0,68		0,329	0,478	0,595	0,623	0,650	0,684	0,716	0,750	0,788	0,828	0,876	0,937	1,079
1,05	0,69		0,299	0,449	0,565	0,593	0,620	0,654	0,686	0,720	0,758	0,798	0,840	0,907	1,049
1,02	0,70		0,270	0,420	0,536	0,564	0,591	0,625	0,657	0,691	0,729	0,769	0,811	0,878	1,020
0,99	0,71		0,242	0,392	0,508	0,536	0,563	0,597	0,629	0,663	0,701	0,741	0,783	0,850	0,992
0,96	0,72		0,213	0,364	0,479	0,507	0,534	0,568	0,600	0,634	0,672	0,712	0,754	0,821	0,963
0,94	0,73		0,186	0,336	0,452	0,480	0,507	0,541	0,573	0,607	0,645	0,685	0,727	0,794	0,936
0,91	0,74		0,159	0,309	0,425	0,453	0,480	0,514	0,546	0,580	0,618	0,658	0,700	0,767	0,909
0,88	0,75		0,132	0,82	0,398	0,426	0,453	0,487	0,519	0,553	0,591	0,631	0,673	0,740	0,882
0,86	0,76		0,105	0,255	0,371	0,399	0,426	0,460	0,492	0,526	0,564	0,604	0,652	0,713	0,855
0,83	0,77		0,079	0,229	0,345	0,373	0,400	0,434	0,466	0,500	0,538	0,578	0,620	0,687	0,829
0,80	0,78		0,053	0,202	0,319	0,347	0,374	0,408	0,440	0,474	0,512	0,552	0,594	0,661	0,803
0,78	0,79		0,026	0,176	0,292	0,320	0,347	0,381	0,413	0,447	0,485	0,525	0,567	0,634	0,776
0,75	0,80			0,150	0,266	0,294	0,321	0,355	0,387	0,421	0,459	0,499	0,541	0,608	0,750
0,72	0,81			0,124	0,240	0,268	0,295	0,329	0,361	0,395	0,433	0,473	0,515	0,582	0,724
0,70	0,82			0,098	0,214	0,242	0,269	0,303	0,335	0,369	0,407	0,447	0,489	0,556	0,698
0,67	0,83			0,072	0,188	0,216	0,243	0,277	0,309	0,343	0,381	0,421	0,463	0,530	0,672
0,65	0,84			0,046	0,162	0,190	0,217	0,251	0,283	0,317	0,355	0,395	0,437	0,504	0,645
0,62	0,85			0,020	0,136	0,164	0,191	0,225	0,257	0,291	0,329	0,369	0,417	0,478	0,620
0,59	0,86				0,109	0,140	0,167	0,198	0,230	0,264	0,301	0,343	0,390	0,450	0,593
0,57	0,87				0,083	0,114	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,317	0,364	0,424	0,567
0,54	0,88				0,054	0,085	0,112	0,143	0,175	0,209	0,246	0,288	0,335	0,395	0,538
0,51	0,89				0,028	0,059	0,086	0,117	0,149	0,183	0,230	0,262	0,309	0,369	0,512
0,48	0,90					0,031	0,058	0,089	0,121	0,155	0,192	0,234	0,281	0,341	0,484

Valeurs sélectionnées dans l'exemple du paragraphe 5.2

Valeurs sélectionnées dans l'exemple du paragraphe 5.4

Fig. L15 : Puissance de condensateur (kvar) à installer par kW de charge, pour augmenter le facteur de puissance de l'installation

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

La procédure à suivre est détaillée ci-après :

- analyser les factures de consommation des 5 mois d'hiver (période« heures pleines d'hiver » définie au paragraphe 2.1).

Note : dans les pays tropicaux, les mois d'été peuvent être considérés comme la période la plus chargée et/ou avec les pointes de consommation les plus fortes (du fait de l'utilisation intensive de climatiseurs). Par conséquent les périodes de haute tarification peuvent se situer durant cette saison. L'exemple ci-après considère les conditions de haute tarification en hiver.

- sur la facture, identifier la ligne indiquant l'énergie réactive consommée et les kvarh induisant des pénalités. Choisir les factures qui indiquent le niveau le plus élevé de pénalités (après avoir vérifié qu'il ne s'agit pas d'une situation exceptionnelle).

Par exemple : 15 966 kvarh en janvier.

- Évaluer la durée totale de fonctionnement de l'installation pour ce mois, par exemple : 220 heures (22 jours x 10 h). Les heures qui doivent être décomptées sont les heures de fonctionnement qui ont lieu durant les « heures pleines » de la période la plus chargée. Les périodes sont indiquées dans les documents tarifaires et sont (le plus souvent) pendant une durée maximale de 16 heures,"heures pleines", par jour (de 06 h 00 à 22 h 00) durant la période la plus chargée. En dehors de ces périodes, aucune pénalité n'est demandée quelle que soit la consommation de kvarh.
- La valeur à retenir pour le calcul des batteries de compensation est déduite par la formule en kvar : Qc = kvarh payés/nombre d'heures de fonctionnement(1).
- La batterie de compensation installée est généralement légèrement surdimensionnée par rapport à la batterie calculée.

Certains constructeurs peuvent proposer des « règles simples » faites en particulier pour faciliter ce type de calcul, selon des tarifications spécifiques. Ces dispositifs et les documentations associées proposent des équipements adaptés et des schémas de contrôle, ainsi que des informations de mise en garde sur les contraintes imposées par les harmoniques de tension existants sur le réseau électrique. De telles tensions requièrent un surdimensionnement des condensateurs (en terme de dissipation calorique, de dimensionnement en tension et courant) et/ou des inductances de filtrage des harmoniques ou des filtres.

5.4 Méthode de calcul pour tarif de 36 à 250 kVA

Pour les consommateurs dont le tarif est basé sur un coût forfaitaire pour une puissance (en kVA) souscrite, plus un coût par kWh consommé, il est évident qu'une réduction de la puissance souscrite est profitable. Le schéma de la **Figure L16** montre comment l'amélioration du facteur de puissance permet de réduire la puissance apparente consommée pour une puissance active donnée P (en kW). Dans ce cas, l'amélioration du facteur de puissance a pour but (en plus des autres avantages déjà mentionnés) de réduire le niveau de la puissance apparente (en kVA) souscrite et de ne pas le dépasser, c'est à dire éviter la facturation de kVA à un prix excessif lors d'un dépassement et/ou le déclenchement du disjoncteur de branchement. Le tableau de la Figure L15 indique la valeur de la batterie de compensation en kvar par kW consommé à installer pour augmenter le facteur de puissance d'une valeur donnée à la valeur requise.

Exemple :

Un supermarché a déclaré une puissance de 122 kVA avec un facteur de puissance de 0,7 en retard soit une puissance active de 85,4 kW.

Le contrat spécifique pour cet abonné est basé sur une puissance souscrite (en kVA) par palier, soit :

- ⩽ 108 kVA, par paliers de 6 kVA,
- > 108 kVA, par paliers de12 kVA.

Dans le cas considéré, l'abonné paye initialement pour une puissance souscrite de 132 kVA (car 120 kVA < 122 kVA < 132 kVA).

En se référant au tableau de la Figure L15, une batterie de condensateur de 60 kvar, fait passer le facteur de puissance de 0,7 à 0,95 (0,691 x 85,4 = 59 kvar dans le tableau). La puissance souscrite (en kVA) devient alors $\frac{85.4}{0.95} = 90 \text{ kVA}$, soit une diminution de 30 %.

Pour des tarifications à 2 postes, partiellement basées sur la puissance souscrite (en kVA), le schéma de la **Figure L17** permet de déterminer les kvar de la compensation nécessaire pour réduire la valeur de la puissance souscrite et de ne pas la dépasser.

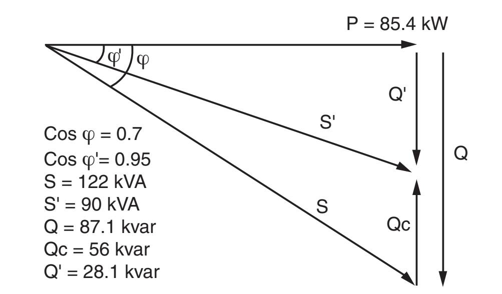


Fig. L16 : Réduction de la puissance souscrite (kVA) par amélioration du facteur de puissance

(1) Pour le mois de facturation pendant la période pour laquelle l'énergie réactive (kvarh) est taxée (dans le cas de l'exemple ci-dessus) $Qc = \frac{15{,}996 \text{ kvarh}}{220 \text{ h}} = 73 \text{ kvar}$

6 Compensation aux bornes d'un transformateur

L'installation d'une batterie de condensateurs peut éviter le changement du transformateur lors d'une extension.

6.1 Compensation pour accroître la puissance disponible

Une démarche similaire à celle développée pour réduire la puissance souscrite (en kVA) c'est à dire accroître le facteur de puissance de la charge comme décrit au paragraphe 5.4, permet d'augmenter la capacité d'un transformateur c'est à dire d'augmenter la puissance active (kW) disponible.

Dans certains cas, le remplacement d'un transformateur par un nouveau plus puissant pour pouvoir alimenter une augmentation de la charge, peut être évité en améliorant le facteur de puissance. Le tableau de la **Figure L17** indique la puissance active (kW) disponible d'un transformateur à pleine charge pour différentes valeurs du facteur de puissance. Une augmentation de la puissance active disponible peut être obtenue par un accroissement de la valeur du facteur de puissance.

tan φ	cos φ	Puissance nominale du transformateur (en kVA)											
		100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
0,00	1	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
0,20	0,98	98	157	245	309	392	490	617	784	980	1225	1568	1960
0,29	0,96	96	154	240	302	384	480	605	768	960	1200	1536	1920
0,36	0,94	94	150	235	296	376	470	592	752	940	1175	1504	1880
0,43	0,92	92	147	230	290	368	460	580	736	920	1150	1472	1840
0,48	0,90	90	144	225	284	360	450	567	720	900	1125	1440	1800
0,54	0,88	88	141	220	277	352	440	554	704	880	1100	1408	1760
0,59	0,86	86	138	215	271	344	430	541	688	860	1075	1376	1720
0,65	0,84	84	134	210	265	336	420	529	672	840	1050	1344	1680
0,70	0,82	82	131	205	258	328	410	517	656	820	1025	1312	1640
0,75	0,80	80	128	200	252	320	400	504	640	800	1000	1280	1600
0,80	0,78	78	125	195	246	312	390	491	624	780	975	1248	1560
0,86	0,76	76	122	190	239	304	380	479	608	760	950	1216	1520
0,91	0,74	74	118	185	233	296	370	466	592	740	925	1184	1480
0,96	0,72	72	115	180	227	288	360	454	576	720	900	1152	1440
1,02	0,70	70	112	175	220	280	350	441	560	700	875	1120	1400

Fig. L17 *: Puissance active en kW que peut débiter un transformateur à pleine charge en fonction du facteur de puissance*

Exemple : (cf. **Fig. L18**)

Une installation est alimentée par un transformateur de 630 kVA qui fournit une puissance active P1 = 450 kW sous un cos φ moyen de 0,8.

(puissance apparente $S1 = \frac{450}{0.8} = 562$ kVA)

(puissance réactive $Q1 = \sqrt{S1^2 - P1^2} = 337$ kvar)

L'extension envisagée nécessite une puissance active supplémentaire : P2 = 100 kW avec un cos φ de 0,7.

(puissance apparente $S2 = \frac{100}{0.7} = 143$ kVA)

(puissance réactive $Q2 = \sqrt{S2^2 - P2^2} = 102$ kvar)

Quelle est la puissance minimale de la batterie de condensateurs à installer pour éviter le remplacement du transformateur ?

- Puissance active totale à fournir :

P = P1 + P2 = 550 kW

- Puissance réactive maximale que peut fournir le transformateur de 630 kVA :

$Qm = \sqrt{S^2 - P^2}$ $\quad Qm = \sqrt{630^2 - 550^2} = 307$ kvar

- Puissance réactive totale à fournir à l'installation avant compensation :

Q1 + Q2 = 337 + 102 = 439 kvar

- D'où la puissance minimale de la batterie à installer :

Qkvar = 439 - 307 = 132 kvar

A noter que le calcul a été fait sans tenir compte des pointes de puissance et de leur durée. Au mieux on effectuera une compensation totale (cos φ = 1), ce qui permettra d'avoir une réserve de puissance de 630 - 550 = 80 kW, la batterie de condensateurs à installer sera alors de 439 kvar calculés ci-dessus.

Fig. L18 *: La compensation Q permet l'extension envisagée S2 sans avoir à remplacer le transformateur qui ne peut délivrer une puissance supérieure à S*

Lorsque le comptage est réalisé du côté MT d'un transformateur, les pertes d'énergie réactive dans le transformateur doivent être considérées et réduites par compensation (suivant la tarification).

6.2 Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur

Les types de réactances inductives d'un transformateur

Dans un transformateur, l'énergie réactive est absorbée à la fois par une réactance parallèle (flux magnétisant) et par une réactance série (flux de fuite magnétique). Une compensation du facteur de puissance peut être réalisée par une batterie de condensateurs. La compensation complète peut être réalisée par une batterie de condensateurs en parallèle connectée en BT.

Toutes les études précédentes présentent des charges auxquelles ont été connectées en parallèle des batteries de condensateurs. La raison en est que ces charges demandent au réseau d'alimentation la quantité la plus importante d'énergie réactive ; cependant les réactances connectées en série, telles que les réactances de ligne et la réactance de fuite des bobinages d'un transformateur, etc. absorbent aussi de l'énergie réactive.

Lorsque le comptage est réalisé du côté MT d'un transformateur, les pertes d'énergie réactive dans le transformateur peuvent (suivant la tarification) nécessiter d' être réduites par compensation. Si l'on ne considère que les pertes d'énergie réactive, le schéma de principe d'un transformateur est défini sur la **Figure L19**.

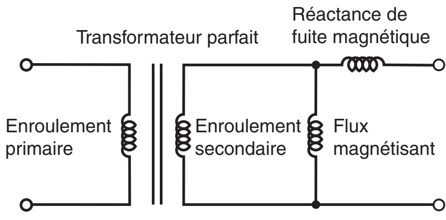


Fig. L19 : Schéma de principe des réactances d'un transformateur (par phase)

Toutes les réactances sont reportées au secondaire du transformateur :

- la réactance parallèle représente le circuit du courant magnétisant,
- la réactance série représente les pertes magnétiques.

Le courant magnétisant reste pratiquement constant (à environ 1,8 % du courant de pleine charge) quelle que soit la charge, en régime normal, c'est à dire avec une tension primaire constante. Un condensateur de valeur fixe peut donc être installé, en MT ou BT, pour compenser l'énergie réactive absorbée.

La puissance réactive absorbée par un transformateur ne peu pas être négligée, et peut être estimée à (environ) 5% de la puissance du transformateur quand celui-ci fonctionne à pleine charge.

Puissance réactive absorbée dans la réactance X_L (flux de fuite)

La représentation vectorielle de la **Figure L20** illustre ce phénomène.

La composante réactive du courant dans la charge = $I \sin \varphi$ d'où $Q_L = VI \sin \varphi$.

La composante réactive du courant dans la source = $I \sin \varphi'$ d'où $Q_E = EI \sin \varphi'$.

Il est visible que E > V et sin φ' > sin φ.

La différence entre $EI \sin \varphi'$ and $VI \sin \varphi$ détermine les kvar absorbés par la réactance X_L.

De cette représentation, on déduit que la puissance liée au flux de fuite magnétique est égale à I^2X_L (analogue aux pertes résistives en ligne I^2R dues à la résistance série de la ligne).

De la formule I^2X_L, on déduit très facilement la puissance de fuite dissipée en kvar pour toutes les intensités du courant de charge d'un transformateur comme suit : si les valeurs utilisées sont rapportées à la charge nominale (à la place des valeurs en %) la multiplication de X_L par I peut être effectuée.

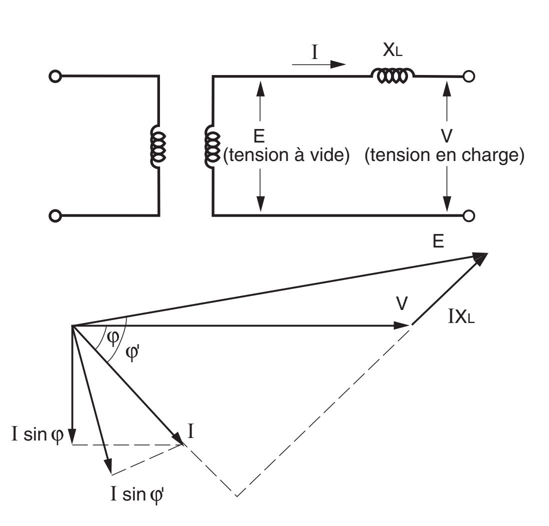


Fig. L20 : Puissance réactive dissipée par l'inductance de fuite série d'un transformateur

Exemple :

Un transformateur de 630 kVA avec une réactance de court-circuit de 4% fonctionne à pleine charge. Quelles sont ses pertes réactives (en kvar) ?

$X_L = 0,04$ pu et $I = 1$ pu

Pertes = $I^2X_L = 1^2 \times 0,04 = 0,04$ pu kvar

où 1 pu = 630 kVA

Par suite les pertes réactives (en kvar) sont : 630 x 0,04 = 25,2 kvar (ou plus simplement 4% de 630 kvar).

A demi charge, $I = 0,5$ pu les pertes réactive (en kvar) sont donc :
$0,5^2 \times 0,04 = 0,01$ pu soit 630 x 0,01 = 6,3 kvar etc.

L'exemple, et la représentation vectorielle de la Figure L20, montrent que :

- le facteur de puissance au primaire d'un transformateur chargé est différent (normalement inférieur) de celui mesuré au secondaire (à cause des kvar dissipés),
- les pertes réactives en kvar, dues aux flux de fuite, d'un transformateur à pleine charge sont égales à la réactance de court-circuit du transformateur (en %) : une réactance de 4% signifie que les pertes à pleine charge sont égales à 4 % de la puissance nominale (en kVA) du transformateur,
- les pertes réactives en kvar, dues aux flux de fuite, d'un transformateur varient proportionnellement au carré du courant de charge (ou proportionnellement à la puissance (en kVA) de la charge).

Pour déterminer les pertes réactives totales (en kvar) d'un transformateur, il faut ajouter les pertes dues au courant magnétisant constant à celles précédemment calculées (pertes réactives dues aux flux de fuite). Le tableau de la **Figure L21** indique les valeurs des pertes à vide et à pleine charge d'un transformateur. En principe les impédances séries peuvent être compensées par des condensateurs installés en série (comme c'est le cas pour les lignes de transport MT). Cependant cette configuration est difficile à mettre en œuvre, de sorte que aux niveaux de tension couverts par ce guide, les batteries de condensateurs de compensation sont toujours mises en parallèle.

Puissance (kVA)	Puissance réactive (kvar) à compenser	
du transformateur	À vide	À pleine charge
100	2,5	6,1
160	3,7	9,6
250	5,3	14,7
315	6,3	18,4
400	7,6	22,9
500	9,5	28,7
630	11,3	35,7
800	20	54,5
1000	23,9	72,4
1250	27,4	94,5
1600	31,9	126
2000	37,8	176

Fig. L21 : Consommation d'énergie réactive d'un transformateur de distribution MT/BT

Les pertes réactives d'un transformateur peuvent être complètement compensées par une batterie de condensateurs telle que le facteur de puissance devienne très légèrement en avance. Dans un tel cas, toute la puissance réactive du transformateur est entièrement fournie par la batterie de condensateurs, tandis que le facteur de puissance vu côté MT est égal à l'unité, comme représenté dans le diagramme de la **Figure L22**.

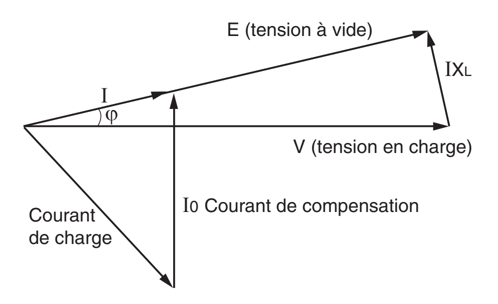


Fig. L22 : Surcompensation de la charge pour compenser complètement les pertes réactives d'un transformateur

D'un point de vue pratique, la compensation de la puissance réactive consommée par un transformateur est déjà comprise dans les condensateurs servant initialement à la correction du facteur de puissance de la charge soit partiellement, ou globalement soit individuellement. A l'inverse de la plupart des autres charges à compenser, les pertes d'un transformateur (soit la puissance réactive de fuite) varient de manière significative avec le niveau de charge, de sorte que si une compensation individuelle est installée pour le transformateur, elle doit être dimensionnée pour un niveau de charge moyenne estimée.
Généralement les pertes réactives du transformateur ne représentent qu'une faible part de l'énergie réactive totale d'une installation, et avec la mise en commun des compensations à chaque évolution de la charge cela n'est pas véritablement un problème.
Le tableau de la Figure L21 indique les valeurs en kvar des pertes typiques d'un transformateur de distribution standard MT/BT alimenté en 20 kV :

- pertes dues au courant magnétisant (colonne kvar « à vide »),
- pertes totales (colonne kvar « à pleine charge ») y compris les pertes dues aux flux magnétiques de fuite.

7 Compensation des moteurs asynchrones

La compensation individuelle d'un moteur est recommandée si la puissance apparente (en kVA) du moteur est importante par rapport à la puissance souscrite de l'installation.

7.1 Raccordement d'une batterie de condensateurs et réglage de la protection

Précautions générales

Le facteur de puissance d'un moteur a une valeur très faible en fonctionnement à vide ou à faible charge parce que :

- sa consommation en kW est faible,
- son courant réactif reste pratiquement constant quelle que soit la charge.

De ce fait, de nombreux moteurs fonctionnant à faible charge impliquent une consommation d'énergie réactive relativement importante ce qui est préjudiciable à l'installation (pour des raisons expliquées dans les paragraphes précédents).

Raccordement

La batterie de condensateurs doit être raccordée directement au moteur.

Moteurs spéciaux

Il est recommandé que les moteurs spéciaux (moteurs à marche intermittente tels que les moteurs de levage) ne soient pas compensés.

Effet sur les réglages des protections

Après l'installation d'une batterie de compensation sur un moteur, le courant de l'association moteur-condensateur est plus faible qu'avant compensation, tant que les conditions de charge entraînée par le moteur sont identiques. Ceci est dû au fait qu'une partie significative de la composante réactive du courant moteur est fournie par les condensateurs (en lieu et place du réseau d'alimentation) comme indiqué sur le schéma de la **Figure L23**.

Si les dispositifs de protection contre les surcharges du moteur sont installés en amont du raccordement des condensateurs au moteur (ce qui est toujours le cas pour les condensateurs raccordés aux bornes du moteur), le réglage de la protection thermique doit être réduite dans le rapport de :

cos φ avant compensation / cos φ après compensation

Pour des moteurs compensés conformément aux valeurs en kvar indiquées dans le tableau de la **Figure L24** (valeurs maximales recommandées pour éviter l'auto-excitation des moteurs asynchrones, comme développé dans le paragraphe 7.2), le rapport ci-dessus mentionné doit avoir une valeur similaire à celle indiquée pour la vitesse correspondant au moteur dans la **Figure L25**.

Fig. L23 : Avant compensation, le transformateur fournit toute l'énergie réactive, après compensation, les condensateurs fournissent une grande partie de l'énergie réactive

Vitesse en tr/min	Facteur de réduction
750	0,88
1000	0,90
1500	0,91
3000	0,93

Fig. L25 : Facteur de réduction du réglage de la protection thermique après compensation

Moteurs triphasés 230/400 V					
Puissance nominale		Puissance réactive à installer (en kvar) Vitesse de rotation (tr/min)			
kW	hp	3000	1500	1000	750
22	30	6	8	9	10
30	40	7,5	10	11	12,5
37	50	9	11	12,5	16
45	60	11	13	14	17
55	75	13	17	18	21
75	100	17	22	25	28
90	125	20	25	27	30
110	150	24	29	33	37
132	180	31	36	38	43
160	218	35	41	44	52
200	274	43	47	53	61
250	340	52	57	63	71
280	380	57	63	70	79
355	482	67	76	86	98
400	544	78	82	97	106
450	610	87	93	107	117

Fig. L24 : Dimensionnement maximal (en kvar) de la batterie de condensateurs de correction du facteur de puissance pouvant être installée sans risque d'auto-excitation du moteur

Quand une batterie de condensateurs est connectée aux bornes d'un moteur asynchrone, il est important de vérifier que le dimensionnement de la batterie est inférieur à celui qui peut engendrer une auto-excitation du moteur.

7.2 Comment éviter l'auto-excitation d'un moteur asynchrone ?

Quand un moteur entraîne une charge à forte inertie, le moteur continue à tourner (à moins d'être freiné spécifiquement) après que l'alimentation du moteur ait été coupée.

L' « inertie magnétique » du circuit du rotor signifie qu'une f.e.m. est générée dans les enroulements du stator pendant une courte période après la coupure, et devrait s'annuler après 1 ou 2 périodes, dans le cas d'un moteur non compensé.

Cependant les condensateurs de compensation constituent une charge triphasée réactive pour cette f.e.m. induite, qui fait circuler des courants capacitifs dans les bobinages du stator. Ces courants statoriques produisent un champ magnétique tournant dans le rotor qui est colinéaire avec le champ magnétique induit (dans le même axe et dans le même sens).

De ce fait le flux rotorique augmente, les courants statoriques augmentent et la tension aux bornes du moteur augmente jusqu'à atteindre des valeurs de tension élevées et dangereuses. Ce phénomène est connu sous l'appellation de « auto-excitation » et c'est la raison pour laquelle les générateurs de courants alternatifs ne fonctionnent normalement pas avec des facteurs de puissance en avance car il pourrait spontanément fonctionner (de manière incontrôlée) par auto-excitation.

Notes :

1. Les caractéristiques d'un moteur fonctionnant sur l'inertie de la charge ne sont pas rigoureusement identiques à celles d'un moteur à vide. Cependant garder les mêmes caractéristiques est suffisamment précis en pratique pour traiter les problèmes.
2. Avec des moteurs fonctionnant en générateur, les courants circulant sont largement réactifs, de ce fait le freinage (retardé) du moteur est principalement dû à la charge mécanique représentée par le ventilateur de refroidissement du moteur.
3. Le courant (en retard de pratiquement 90°) normalement absorbé par le moteur à vide, et le courant (en avance de pratiquement 90°) fourni aux condensateurs par le moteur fonctionnant en générateur ont les mêmes effets de tension aux bornes du moteur.

Afin d'éviter l'auto-excitation du moteur comme décrit ci-dessus, le dimensionnement (en kvar) de la batterie de condensateurs doit être limité à la valeur maximale suivante :

$Qc \leqslant 0{,}9 \times Io \times Un \times \sqrt{3}$ avec

Io = courant du moteur fonctionnant à vide

Uo = tension nominale phase phase du moteur.

Le tableau de la Figure L24 sur la page précédente indique les valeurs de Qc correspondant à cette formule.

Exemple

Un moteur triphasé de 75 kW, vitesse nominale 3000 tr/min, tension nominale 400 V ne peut être équipé que d'une batterie de condensateurs de 17 kvar suivant le tableau de la Figure L24. Les valeurs consignées dans ce tableau, sont en général, trop faibles pour assurer une compensation adéquate au niveau dune valeur du cos φ normalement souhaitable. De ce fait une compensation additionnelle doit être installée sur le réseau, par exemple une batterie de condensateurs dédiée à la compensation globale de plusieurs petites charges.

Moteurs et/ou charges à inertie importante

Dans une installation où des moteurs entraînent des charges à inertie importante, les disjoncteurs et les contacteurs protégeant ces moteurs doivent pouvoir déclencher très rapidement en cas de coupure totale du réseau d'alimentation.

Si cette précaution n'est pas assurée, alors l'auto-excitation du moteur (générant des surtensions à ses bornes) est quasi sure tant que toutes les autres batteries de condensateurs installées seront effectivement en parallèle avec celles des circuits moteurs à haute inertie.

Le plan de protection de ces moteurs doit aussi prévoir un relais de protection contre les surtensions ainsi qu'un relais contrôlant le retour de puissance (en effet, le moteur alimentera le reste de l'installation jusqu'à ce que l'énergie stockée dans le moteur soit dissipée). Si la batterie de condensateurs associée à un circuit moteur à haute inertie est plus largement dimensionnée que la valeur recommandée dans le tableau de la Figure L24, alors elle devra être pilotée par un disjoncteur ou un contacteur qui déclenchera en même temps que le disjoncteur ou le contacteur pilotant le départ moteur, comme indiqué sur le schéma de la **Figure L26**.

La fermeture du départ moteur n'est généralement possible que si le contacteur de la batterie de compensation est déjà fermé.

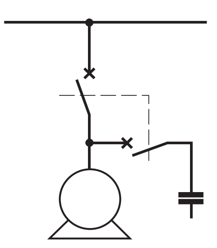


Fig. L26 : Connexion d'une batterie de condensateurs à un moteur

8 Exemple d'une installation avant et après compensation

Installation sans condensateur

$\vec{kVA} = \vec{kW} + \vec{kvar}$ (1)

kVA
kW
kvar

■ Les kvar en excès sont facturés.
■ La puissance appelée en kVA est supérieure au besoin réel en kW.
■ Le courant correspondant entraîne des pertes actives payées en kWh.
■ L'installation est surdimensionnée.

630 kVA
400 V

Caractéristiques de l'installation
500 kW ; cos φ = 0,75
■ Le transformateur est surchargé.
■ La puissance appelée est :

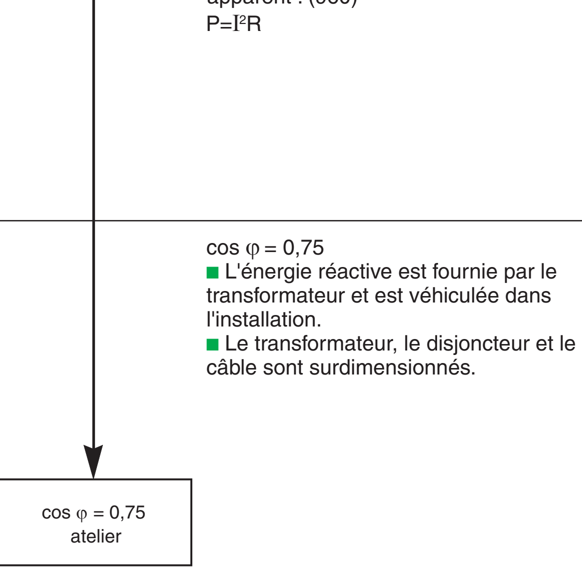
$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{500}{0,75} = 665 \text{ kVA}$$

S = puissance apparente kVA

■ Le courant véhiculé dans l'installation en aval du disjoncteur est :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}\, U \cos \varphi} = 960 \text{ A}$$

■ Les pertes dans les câbles sont calculées en fonction du carré du courant apparent : $(960)^2$
$P = I^2R$



cos φ = 0,75
■ L'énergie réactive est fournie par le transformateur et est véhiculée dans l'installation.
■ Le transformateur, le disjoncteur et le câble sont surdimensionnés.

Installation avec condensateur

$\vec{kVA} = \vec{kW} + \vec{kvar}$

kVA
kW

■ La consommation de kvarh est :
□ supprimée ou,
□ diminuée selon le cos φ désiré.
■ Les facturations complémentaires
□ d'énergie réactive (France)
□ sur l'ensemble de la facture (autres pays) est supprimée.
■ La souscription de puissance en kVA est ajustée au besoin réel en kW.

630 kVA
400 V

Caractéristiques de l'installation
500 kW ; cos φ = 0,928.
■ Le transformateur n'est plus surchargé.
■ La puissance appelée vaut 539 kVA.
■ Une réserve de puissance est disponible : ici 14 %.

■ Le courant véhiculé dans l'installation en aval du disjoncteur est de 778 A.

■ Les pertes dans les câbles sont réduites de $\frac{778^2}{960^2}$ = 65% par rapport à la valeur initiale (sans compensation) d'où une économie des kWh consommés.

cos φ = 0,928
■ L'énergie réactive est fournie par la batterie de condensateurs.

250 kvar

Puissance de la batterie : 250 kvar
Type : Rectimat + batterie automatique.
5 gradins de 50 kvar.

cos φ = 0,75
atelier

Nota : en fait, le cos φ de l'atelier est toujours de 0,75 mais le cos φ de toute l'installation en amont de la batterie de condensateurs est de 0,928.
Comme mentionné dans le sous paragraphe 6.2 le cos φ vu du côté MT du transformateur est légèrement plus faible(2) du fait des pertes dans le transformateur.

Fig. K27 : Comparaison technico-économique d'une installation avant et après compensation

(1) Les flèches indiquent des quantités vectorielles (voir sous paragraphe 1.3).
(2) Particulièrement dans le cas de correction à priori.

9 Les effets des harmoniques

Lorsque des harmoniques représentent une part significative de la puissance consommée dans une installation, leur analyse s'impose pour éliminer les possibles nuisances et rendre l'installation conforme aux règles et recommandations des distributeurs et de la norme NF C 15-100 § 330.1.1d.

9.1 Problèmes liés aux harmoniques du réseau d'alimentation

Les dispositifs générateurs d'harmoniques sont présents dans tous les secteurs industriels, tertiaires et domestiques. Les harmoniques sont le fait de « charges non linéaires », charges à impédance non linéaire.

Les charges non linéaires existent depuis longtemps sur les réseaux électriques particulièrement dans l'industrie : courant magnétisant des transformateurs, four à arc, etc... Mais depuis l'avènement de l'électronique de puissance celles-ci se sont généralisées : variateurs de vitesses, etc. mais aussi éclairage (lampes à ballast), TV, etc.

Les équipements qui utilisent des composants électroniques de puissance sont de plus en plus nombreux et produisent, de ce fait, de plus en plus de déformations harmoniques.

Sur un réseau triphasé symétrique les harmoniques sont de rangs impairs : 3, 5, 7, 9, et leur amplitude décroît avec leur rang. Un certain nombre de solutions existent pour réduire les valeurs des courants harmoniques jusqu'à ce qu'ils deviennent négligeables, mais elles ne peuvent pas complètement les éliminer. Dans ce paragraphe, des moyens pratiques de réduction de l'influence des harmoniques sont recommandés, avec un point particulier sur les batteries de condensateurs.

Les condensateurs sont plus particulièrement sensibles aux composantes harmoniques du courant du réseau d'alimentation, du fait que la réactance des capacités décroît de manière inversement proportionnelle à la fréquence. En pratique cela signifie qu'un pourcentage relativement faible de tension harmonique peut créer un courant significatif dans le condensateur.

La présence de composantes harmoniques de courant crée des déformations de la tension d'alimentation (normalement sinusoïdale) c'est à dire plus le courant comporte des composantes harmoniques, plus la déformation de la tension est importante.

Les harmoniques sont principalement pris en compte par le surdimensionnement des condensateurs et par la mise en œuvre de filtres en série avec les condensateurs.

Si la fréquence propre du système batterie de condensateurs/réactance du réseau d'alimentation est proche d'une valeur d'une harmonique présente sur le réseau, alors une résonance partielle peut se produire avec une amplification des valeurs de tension et de courant à la fréquence harmonique concernée. Dans ce cas particulier, les courants élevés risquent de causer des échauffements anormaux des condensateurs, avec des dégradations de diélectrique pouvant entraîner la destruction des condensateurs.

Plusieurs solutions pour résoudre ces problèmes sont envisageables :
- filtre passif et/ou bobines anti-harmonique en série,
- filtre actif (ou compensateur actif),
- filtre hybride.

9.2 Solutions possibles

Filtre passif (cf. **Fig. L28**)

Combattre les effets des harmoniques

La présence de courants harmoniques dans le réseau d'alimentation entraîne des niveaux de courants anormalement élevés dans les condensateurs. Afin de tolérer ces courants, il est nécessaire de concevoir les condensateurs avec un surdimensionnement de 1,3 fois la valeur efficace de leur courant assigné. Tous les appareillages et éléments en série avec les condensateurs, tels que connexions, fusibles, interrupteurs, etc. sont aussi à surdimensionner entre 1,3 fois et 1,5 fois leur courant d'emploi (sans courants harmoniques).

La distorsion harmonique en tension produit fréquemment un pic sur l'onde de tension ce qui augmente la valeur crête de l'onde de tension normalement sinusoïdale. Ce phénomène associé aux autres conditions de surtension devant se produire de manière certaine sont prises en compte par un accroissement du niveau d'isolation au dessus des capacités « standard ».

Dans beaucoup de cas, ces 2 mesures correctives sont tout ce qu'il est nécessaire de faire pour obtenir un fonctionnement correct.

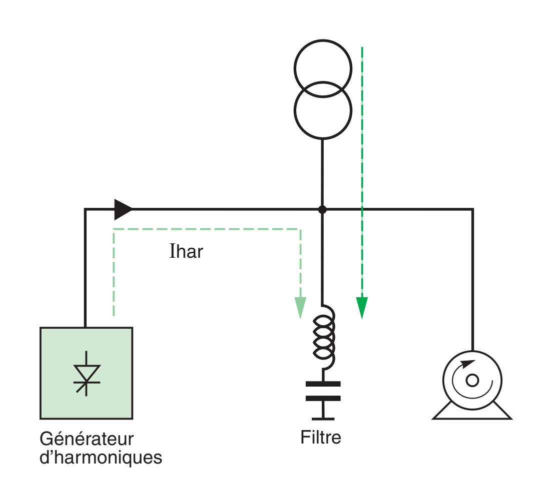


Fig. L28 : Principe de fonctionnement d'un filtre passif

Combattre les effets de la résonance

Des condensateurs sont des charges linéaires réactives, et en conséquence, ne génèrent pas de courants harmoniques. Cependant, l'installation de condensateurs dans un réseau électrique (réseau dans lequel les impédances sont principalement inductives) peut conduire à des résonances partielles ou totales à une des fréquences harmoniques.

Le rang ho de l'harmonique de la fréquence propre entre les inductances du réseau et de la batterie de condensateurs est donné par

$$h_o = \sqrt{\frac{Scc}{Q}}$$

avec
Scc = la valeur du puissance de court-circuit en kVA au point de connexion de la batterie de condensateurs
Q = le dimensionnement en kvar;
ho = rang de l'harmonique à la fréquence propre f_o c'est à dire $\frac{f_o}{50}$ pour une fréquence de réseau à 50 Hz, $\frac{f_o}{60}$ pour une fréquence de réseau à 60 Hz.

Par exemple : $h_o = \sqrt{\frac{Scc}{Q}}$ donne une valeur pour h_o de 2.93 ce qui indique que la fréquence propre du système condensateurs/inductances du réseau est proche de la fréquence de l'harmonique 3 de la fréquence du réseau.
Par suite, si la fréquence du réseau est 50 Hz, la fréquence propre $f_o = 50 \times h_o$ =146,5 Hz.

Plus la fréquence propre est proche d'une des composantes harmoniques du réseau, plus grand est l'effet (indésirable). Dans l'exemple ci-dessus une forte résonance avec le 3ème harmonique est pratiquement avérée ce qui aura pour effet une importante distorsion de tension à cette fréquence et une intensité de courant harmonique de rang 3 très élevée.

Dans un tel cas des mesures sont prises pour modifier la fréquence propre du système à une valeur telle qu'il n'y aura pas de résonance avec l'un des courants harmoniques présents sur le réseau. Cela est réalisé par la mise en place d'une bobine anti-harmonique en série avec la batterie de condensateurs.

Sur un réseau à 50 Hz, ces bobines sont souvent ajustées pour amener la fréquence de l'ensemble, c'est à dire la batterie de condensateurs + bobines, à une valeur de 190 Hz. Les bobines sont ajustées pour 228 Hz pour un réseau à 60 Hz. Ces fréquences correspondent à une valeur de ho de 3,8 pour un réseau à 50 Hz c'est à dire à une valeur approximativement centrée entre la 3ème et la 5ème harmonique.

Dans ce schéma, la mise en série des bobines augmente le courant à la fréquence fondamentale (50 Hz ou 60 Hz) d'une faible valeur (de 7 à 8 %) et aussi la tension aux bornes des condensateurs dans les mêmes proportions.

Cette caractéristique est prise en compte, par exemple, en utilisant des condensateurs qui sont conçus pour un fonctionnement à 440 V sur des réseaux 400 V.

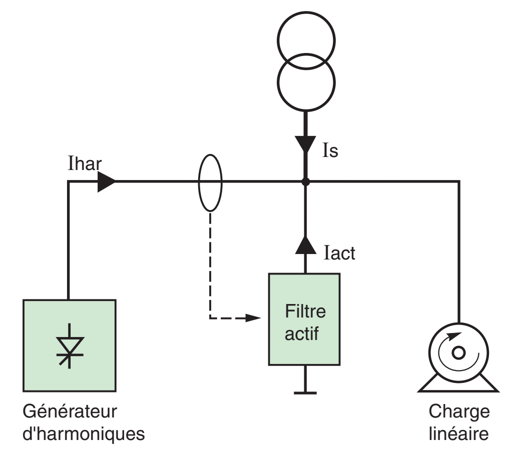


Fig. L29 : *Filtre actif BT*

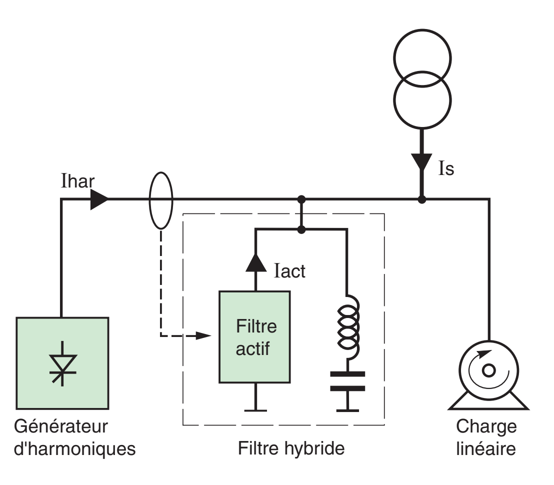


Fig. L30 : *Filtre hybride BT*

Filtre actif (cf. **Fig. L29**)

Les filtres actifs sont basés sur une technologie électronique de puissance. Ils sont en général installés en parallèle sur les charges non linéaires.
Les filtres actifs analysent en permanence les courants harmoniques générés par la charge et injectent des courants harmoniques, de même valeur mais en opposition de phase, dans la charge. En conséquence, les courants harmoniques sont totalement neutralisés au point considéré. Cela signifie qu'ils ne circulent plus sur les circuits an amont et ne sont plus « fournis » par la source.
Un avantage important des filtres actifs est qu'ils continuent de garantir une compensation efficace des courants harmoniques même si des modifications sont apportées à l'installation. Ils sont aussi exceptionnellement faciles à utiliser grâce à :

- une auto-configuration aux charges générant des courants harmoniques quels que soient leur rang et leur intensité,
- l'élimination des risques de surcharges,
- la compatibilité avec les groupe électrogènes,
- la connexion possible en tout point du réseau électrique.

Plusieurs filtres actifs peuvent être installés sur la même installation pour accroître l'efficacité de la dépollution (par exemple si une nouvelle machine est installée).
Les filtres actifs peuvent effectuer aussi une correction du facteur de puissance.

Filtre hybride (cf. **Fig. L30**)

Ces types de filtre combinent les avantages des filtres passifs et actifs. Le courant harmonique à une des fréquences peut être filtré par le filtre passif et tous les courants aux autres fréquences sont filtrés par le filtre actif.

9.3 Choisir la solution optimale

Le tableau de la **Figure L31** ci dessous montre les critères à prendre en compte pour sélectionner la technologie la mieux adaptée à l'application.

	Filtre passif	Filtre actif	Filtre hybride
Applications	Industriel	Tertiaire	Industriel
… avec une puissance totale des charges non linéaires (variateurs de vitesses, ASI, redresseurs, etc.)	de plus de 200 kVA	inférieure à 200 kVA	de plus de 200 kVA
Compensation		Non	
Nécessité de réduire la distorsion harmonique en tension pour éviter pour les charges sensibles			
Nécessité de réduire la distorsion harmonique en courant pour éviter le surdimensionnement des câbles			
Nécessité d'être conforme à une limite stricte des courants harmoniques réjectés	Non		

Fig. L31 : Sélection de la technologie la mieux adaptée à l'application

Pour les filtres passifs, un choix est fait à partir des paramètres suivants :

■ Gh = somme des puissances nominales en kVA de tous les dispositifs générant des courants harmoniques (convertisseurs statiques, ASI, variateurs de vitesse, etc.) connectés au jeu de barres par lequel la batterie de condensateurs est alimentée. Si certains de ces dispositifs sont dimensionnés en kW, un facteur de puissance moyen de 0,7 est estimé à priori.

■ Scc = puissance de court-circuit triphasée aux bornes de la batterie de condensateurs.

■ Sn = somme des puissances nominales en kVA de tous les transformateurs alimentant (c'est à dire directement connectés) le réseau dont le jeu de barres, alimentant la batterie de condensateurs, fait partie.

Note : si plusieurs transformateurs fonctionnent en parallèle, la mise hors service d'un transformateur ou plus change significativement les valeurs de Scc et Sn.

Un choix de spécification de condensateurs assurant un niveau acceptable de fonctionnement en présence des courants et tensions harmoniques du réseau, peut être fait selon les valeurs des paramètres mentionnés ci-dessus (voir le tableau de la **Figure L32)**.

■ Règle générale valable quelque soit la puissance du transformateur

$Gh \leqslant \frac{Scc}{120}$	$\frac{Scc}{120} \leqslant Gh \leqslant \frac{Scc}{70}$	$Gh > \frac{Scc}{70}$
Condensateur standard	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur (excepté pour les produits 230 V)	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur et bobines anti-harmoniques

■ Règle simplifiée si la puissance du(des) transformateur(s) $Sn \leqslant 2$ MVA

$Gh \leqslant 0.15$ Sn	$0.15\ Sn < Gh \leqslant 0.25$ Sn	$0.25\ Sn < Gh \leqslant 0.60$ Sn	$Gh > 0.60$ Sn
Condensateur standard	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur (excepté pour les produits 230 V)	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur et bobines anti-harmoniques	filtres

Fig. L32 : Choix de solutions de batterie de condensateurs BT avec ou sans filtrage des harmoniques selon la puissance du(des) transformateur(s)

10 Mise en œuvre des batteries de condensateurs

10.1 Composants d'un condensateur

Technologie

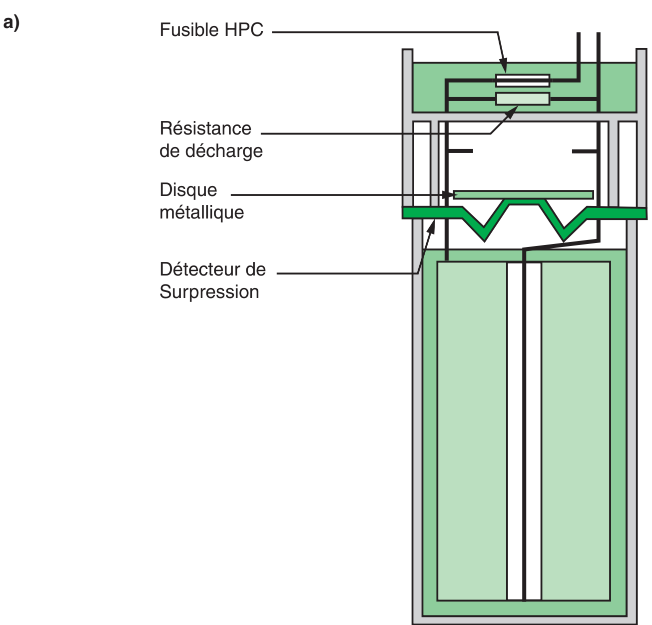
Les condensateurs sont des éléments de type "sec" (c'est à dire non imprégnés dans un liquide diélectrique) constitués par 2 films de polypropylène métallisés auto cicatrisant enroulés en forme de bobine. Ils sont protégés par un système de protection HQ, (détecteur de surpression associé à un fusible HPC (Haut Pouvoir de Coupure) qui met hors service le condensateur en cas de défaut interne.

Le dispositif de protection fonctionne comme suit :
1) soit un court-circuit dans le film diélectrique fait fondre le fusible,
2) soit des courants de fuite, de valeurs supérieures aux valeurs normales mais insuffisantes pour faire fondre le fusible, peuvent se produire à cause de micro-fuites éventuelles dans le film diélectrique. De tels « défauts » se ressoudent grâce à l'échauffement local causé par le courant de fuite : les éléments sont déclarés être « auto cicatrisant ».

Note :
Si le courant de défaut persiste :
- le défaut peut évoluer en un court-circuit qui, comme en 1), fait fondre le fusible,
- les gaz produits par la vaporisation de la métallisation à l'endroit du défaut développent graduellement une pression dans l'enceinte en plastique qui peut, en cas de surpression effective, déclencher le détecteur de surpression et mettre l'élément en court-circuit pour faire fondre le fusible.

Les condensateurs sont fabriqués en matériau isolant réalisant une double isolation, ce qui évite l'obligation de réaliser une mise à la terre du produit (cf. **Fig. L33**) et échappant ainsi à l'obligation de mise à la terre de leur boîtiers.

a)



b)

Caractéristiques électriques			
Normes		CEI 60439-1, CEI 60831-1 et -2, CEI 61921, NFC 54-104, VDE 0560 CSA Standards, UL tests	
Plage de fonctionnement	Tension nominale	400 V	
	Fréquence nominale	50 Hz	
Tolérance sur la valeur de la capacité		- 5% + 10%	
Plage de température (jusqu'à 65 kvar)	Température maximale	55 °C	
	Température maximale pendant 24 h	45 °C	
	Température annuelle temperature	35 °C	
	Température minimale	- 25 °C	
Niveau d'isolement (diélectrique et tenue onde de choc)		6 kV 50 Hz pendant 1 minute, 25 kV onde de tension 1,2/50 µs	
Courant de surcharge admissible (en %)		version « Classique »(1)	version « Confort »(1)
		30%	50%
Surtension admissible (en %)		10%	20%

(1) Appellation Schneider Electric

*Fig. L33 : Condensateur, (**a**) vue en coupe des composants, (**b**) caractéristiques électriques*

10.2 Choix des protections, des dispositifs de commande et des connexions

Le choix de la protection, de la commande et des connexions de raccordement dépend du courant de charge.

Pour les condensateurs, le courant de charge est une fonction de :
- la tension appliquée (fondamentale et harmoniques) en kV,
- la capacité (kvar).

Le courant nominal In d'une batterie triphasée de condensateurs est égal à :

$$In = \frac{Q}{Un\sqrt{3}}$$ avec

- Q : capacité en kvar,
- Un : tension phase phase (kV).

Le courant calculé ci-dessus peut être augmenté jusqu'à 50 % du fait :

- des larges plages de variation de la tension appliquée, fondamentale et composantes harmoniques, pouvant atteindre approximativement 30 %,
- des plages de tolérance sur la valeur réelle de la capacité des condensateurs en fabrication, pouvant atteindre 15 %.

De sorte que la valeur de In à considérer est 1,5 fois celle calculée.

Tous les composants du circuit alimentant le condensateur doivent aussi être dimensionnés pour couvrir les conditions du « pire cas », pour une température ambiante maximale de 50 °C. Dans le cas où la température ambiante dans les tableaux, etc. est supérieure à 50 °C des déclassements de composants du circuit peuvent être nécessaires.

Protection

Les disjoncteurs placés en protection des batteries de condensateurs doivent aussi être bien définis pour les protéger contre les surcharges (protection Long retard). Ainsi pour les différentes versions de condensateurs de Schneider Electric ce sont les réglages suivants qui sont retenus :

- 1,36 x In pour la version Classic,
- 1,50 x In pour la version Confort,
- 1,12 x In pour la version Harmony(1) (bobine accordée à 2.7 f),
- 1,19 x In pour la version Harmony(1) (bobine accordée à 3.8 f),
- 1,31 x In pour la version Harmony(1) (bobine accordée à 4.3 f).

La protection contre les courts-circuits (protection Court retard) doit être réglée de telle façon que les courants d'appel (mise en charge des condensateurs) ne génèrent pas de déclenchements intempestifs. Le réglage de la protection à 10 x In est efficient pour toutes les versions Classic, Confort et Harmony.

Exemple 1

Calcul pour un condensateur version Classique : 50 kvar – 400V – 50 Hz

$$In = \frac{50,000}{(400 \text{ x } 1.732)} = 72 \text{ A}$$

Réglage de la protection Long retard : 1,36 x In = 1,36 x 72 = 98 A,

Réglage de la protection Court retard : 10 x In = 10 x 72 = 720 A

Exemple 2

Calcul pour un condensateur version Harmony (bobine accordée à 4,3 f) : 50 kvar, 400 V, 50 Hz.

In = 72 A

Réglage de la protection Long retard : 1,31 x In = 1,31 x 72 = 94 A,

Réglage de la protection Court retard : 10 x In = 10 x 72 = 720 A

Câbles amont

Le tableau de la **Figure L34** en page suivante indique la section minimale des câbles amont pour les condensateurs Schneider Electric.

Câbles de commande

La section minimale de ces câbles est de 1,5 mm² pour 230 V.

Pour le secondaire du transformateur de courant (TC), la section recommandée est ⩾ 2.5 mm².

(1) Les batteries de condensateurs version Harmony sont équipées de bobines anti-harmoniques

10 Mise en œuvre des batteries de condensateurs

Puissance de la batterie de condensateurs (kvar)		Section conducteur en cuivre (mm²)	Section conducteur en aluminium (mm²)
230 V	400 V		
5	10	2,5	16
10	20	4	16
15	30	6	16
20	40	10	16
25	50	16	25
30	60	25	35
40	80	35	50
50	100	50	70
60	120	70	95
70	140	95	120
90-100	180	120	185
	200	150	240
120	240	185	2 x 95
150	250	240	2 x 120
	300	2 x 95	2 x 150
180-210	360	2 x 120	2 x 185
245	420	2 x 150	2 x 240
280	480	2 x 185	2 x 300
315	540	2 x 240	3 x 185
350	600	2 x 300	3 x 240
385	660	3 x 150	3 x 240
420	720	3 x 185	3 x 300

Fig L34 : Section des câbles de connexion pour des batteries de condensateurs de moyenne et forte puissance(1)

Surtensions transitoires

Des surtensions et des pics de courants à haute fréquence apparaissent à la fermeture du contacteur à l'enclenchement d'une batterie de condensateurs. La tension crête maximale n'excède pas (en l'absence de tensions harmoniques) 2 fois la tension crête nominale quand l'enclenchement se fait sur des condensateurs déchargés.

Dans le cas où les condensateurs sont déjà chargés au moment de la fermeture, la tension crête peut alors atteindre une valeur maximale de 3 fois la tension crête nominale.

La condition la plus critique se produit lorsque :

- la tension de charge des condensateurs est égale à la tension crête nominale,
- les contacts se ferment à l'instant de la tension crête du réseau,
- les tensions des condensateurs et du réseau sont en opposition de phase.

Dans cette situation, le courant transitoire atteint aussi sa valeur maximale : 2 fois la valeur maximale atteinte lors de l'enclenchement sur des condensateurs non chargés.

Pour toutes les autres valeurs de tension et de polarité sur des condensateurs pré-chargés, les surtensions et des pics de courants transitoires ont des valeurs inférieures à celles mentionnées pour la condition la plus critique. En particulier si la tension du réseau et la tension des condensateurs sont de même valeur et en phase, aucun courant et aucune surtension transitoire n'apparaissent.

Quand une batterie de compensation à régulation automatique est utilisée, il est nécessaire, pour les mêmes raisons, de s'assurer que le gradin de condensateurs à mettre en service est complètement déchargé.

Le temps de décharge peut être réduit, si nécessaire, en utilisant des résistances de décharges de plus faible valeur.

(1) section minimale préconisée ne tenant pas compte des facteurs de correction (mode de pose, température, etc.). Les calculs ont été faits pour des câbles monoconducteurs installés à l'air libre à 30 °C.

Chapitre M
Détection et atténuation des harmoniques

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Pourquoi détecter les harmoniques et les combattre ?

1.1 Les perturbations dues aux harmoniques

Les harmoniques circulant dans les réseaux détériorent la qualité de l'énergie, et sont ainsi à l'origine de nombreuses nuisances :

- surcharge des réseaux de distribution par l'augmentation du courant actif/efficace,
- surcharge des conducteurs de neutre en raison de la sommation des harmoniques de rang 3 créés par les charges monophasées,
- surcharge, vibrations et vieillissement des alternateurs, transformateurs, moteurs, ronflement des transformateurs,
- surcharge et vieillissement des condensateurs de compensation d'énergie réactive,
- déformation de la tension d'alimentation pouvant perturber des récepteurs sensibles,
- perturbation des réseaux de communication ou des lignes téléphoniques.

1.2 Un impact économique important

Pertes énergétiques

Les courants harmoniques provoquent dans les conducteurs et équipements des pertes supplémentaires par effet Joule.

Surcoût d'abonnement

La présence de courants harmoniques nécessite d'augmenter le niveau de puissance souscrite, et le coût de l'abonnement.
De plus, les distributeurs d'énergie auront de plus en plus tendance à pénaliser les producteurs d'harmoniques.

Surdimensionnement des matériels

- Le déclassement des sources d'énergie (générateurs, transformateurs et onduleurs) nécessite leur surdimensionnement.
- Les conducteurs doivent être dimensionnés de façon à permettre la circulation des courants harmoniques. Comme les fréquences de ces harmoniques sont plus élevées que celle du fondamental, les impédances inductives vues par ces courants sont plus élevées ; pour éviter des pertes par effet Joule trop importantes, il est nécessaire de surdimensionner les conducteurs.
- La circulation de courants harmoniques dans le conducteur de neutre nécessite son surdimensionnement.

Réduction de la durée de vie des matériels

Lorsque la tension d'alimentation présente un taux de distorsion voisin de 10 %, la durée de vie des appareils est réduite de manière sensible ; estimée à :

- 30 % pour les machines monophasées,
- 15 % pour les machines triphasées,
- 5 % pour les transformateurs.

Conserver la durée de vie correspondant à la charge nominale implique de surdimensionner ces appareils.

Déclenchements intempestifs et arrêts d'installation

Les disjoncteurs d'une installation sont soumis à des pointes de courant dues aux harmoniques. Ces pointes de courants peuvent provoquer des déclenchements intempestifs, et induire des pertes de production ainsi que des coûts liés au temps de remise en marche de l'installation.

1.3 Quelques exemples

Comme le montrent les exemples cités ci-dessous, ce sont les conséquences économiques de la présence des harmoniques qui a conduit à la mise en oeuvre de filtres d'harmoniques.

Centre de calcul d'une compagnie d'assurances

Dans ce centre de calcul, le déclenchement intempestif d'un disjoncteur occasionnait une perte estimée à 100 000 euros par heure de coupure.

Laboratoire pharmaceutique

Les harmoniques ont provoqué la défaillance d'un groupe électrogène, et l'interruption d'une phase de test de longue durée sur un nouveau médicament ; la conséquence est une perte estimée à 17 millions d'euros.

Usine métallurgique

Des fours à induction ont provoqué la surcharge et la destruction de trois transformateurs de 1500 et 2500 kVA en un an et des coûts d'arrêts de production estimés à 20 000 euros par heure.

Fabrication de meubles de jardin

La défaillance de plusieurs variateurs a provoqué des arrêts de production chiffrés à 10 000 euros par heure.

1.4 Des conséquences de plus en plus importantes

Le phénomène des harmoniques était encore peu considéré il y a seulement dix ans, car leurs effets sur les réseaux étaient généralement peu importants. Mais l'arrivée en force de l'électronique de puissance dans les récepteurs a amplifié fortement le phénomène dans tous les secteurs d'activité.
Les harmoniques sont d'autant plus difficiles à combattre que les équipements vitaux pour l'entreprise sont souvent les responsables de la génération des perturbations.

1.5 En pratique, quels harmoniques mesurer et combattre ?

Les harmoniques les plus fréquemment rencontrés dans le cas des réseaux triphasés sont les harmoniques de rangs impairs. L'amplitude des harmoniques décroît normalement avec la fréquence. Au-delà du rang 50, les courants harmoniques sont négligeables et leur mesure n'est plus significative. Ainsi, une bonne précision de mesure est obtenue en considérant les harmoniques jusqu'au rang 30. Les distributeurs d'énergie surveillent les harmoniques de rangs 3, 5, 7, 11 et 13.
Pratiquement, la compensation des harmoniques des rangs les plus bas (jusqu'au rang 13) est généralement suffisante. Une bonne compensation prendra également en compte les harmoniques jusqu'au rang 25.

2 Les normes

Les émissions harmoniques sont soumises à différentes dispositions normatives et réglementaires :
- normes de compatibilité adaptées aux réseaux,
- normes d'émission applicables aux produits générateurs d'harmoniques,
- recommandations des distributeurs d'énergie applicables aux installations.

Afin d'atténuer rapidement les effets de la pollution harmonique, un triple dispositif normatif et réglementaire est actuellement en vigueur, et se retrouve dans les éléments suivants.

Normes de compatibilité entre réseaux électriques et produits

Ces normes donnent des directives pour la compatibilité entre les réseaux électriques et les produits :
- les harmoniques générés par un appareil ne doivent pas perturber le réseau au-delà de niveaux spécifiés ;
- chaque appareil doit pouvoir fonctionner normalement en présence des perturbations égales aux niveaux spécifiés par les normes :
  - CEI 61000-2-2 pour les réseaux publics à basse tension,
  - CEI 61000-2-4 pour les installations industrielles à basse tension et moyenne tension.

Normes de qualité des réseaux

- La norme EN 50160 précise les caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics basse tension et moyenne tension.
- IEEE 519 est une approche conjointe entre le distributeur d'énergie et le client pour limiter l'impact des charges non-linéaires. Par ailleurs, les distributeurs d'énergie encouragent les actions de prévention afin de réduire les dégradations de la qualité de l'électricité, les échauffements et les altérations du facteur de puissance. Ils réfléchissent de plus en plus à la possibilité de taxer les clients pollueurs.

Norme d'installation

La norme NF C 15-100 prend en compte les courants harmoniques, notamment pour le calcul de la section des conducteurs et en particulier du conducteur de neutre (§ 523.5.2 et 524.3).

Normes d'appareillage

- CEI 61000-3-2 ou EN 61000-3-2 pour les appareils basse tension raccordés au réseau public absorbant un courant inférieur ou égal à 16 A.
- CEI 61000-3-12 ou EN 61000-3-12 pour les appareils absorbant un courant supérieur à 16 A et inférieur ou égal à 75 A.

Valeurs maximales d'harmoniques acceptables

Des études internationales ont permis de rassembler des données dont l'analyse conduit à une estimation de valeurs typiques d'harmoniques pouvant être rencontrées dans les réseaux de fourniture d'énergie.
La **Figure M1** reflète l'opinion d'un bon nombre de distributeurs sur les niveaux qu'il est souhaitable de ne pas dépasser.

Harmoniques impairs non multiples de 3				Harmoniques impairs multiples de 3				Harmoniques pairs			
Rang h	BT	MT	THT	Rang h	BT	MT	THT	Rang h	BT	MT	THT
5	6	5	2	3	5	4	2	2	2	1,6	1,5
7	5	4	2	9	1,5	1,2	1	4	1	1	1
11	3,5	3	1,5	15	0,3	0,3	0,3	6	0,5	0,5	0,5
13	3	2,5	1,5	21	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,4	0,4
17	2	1,6	1	> 21	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,4	0,4
19	1,5	1,2	1					12	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,2	0,7					> 12	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,2	0,7								
> 25	0,2 + 1,3x(25/h)	0,2 + 0,5x(25/h)	0,2 + 0,5x(25/h)								

Souces BT : Niveaux de compatibilité CEI 61000-2-2.
Sources MT et HT : Niveaux de planification CEI 61000.3.6

Fig. M1 : Valeurs maximales des taux d'harmoniques acceptables

3 Les généralités

La présence d'harmoniques est synonyme d'une onde de tension ou de courant déformée. La déformation de l'onde de tension ou de courant signifie que la distribution de l'énergie électrique est perturbée et que la qualité de l'énergie n'est pas optimale.

Les courants harmoniques sont générés par les charges non-linéaires connectées au réseau. La circulation des courants harmoniques crée des tensions harmoniques à travers les impédances du réseau, et donc une déformation de la tension d'alimentation.

Origine des harmoniques

Les dispositifs générateurs d'harmoniques sont présents dans tous les secteurs industriels, tertiaires et domestiques. Les harmoniques sont le fait d'une charge non-linéaire (le courant qu'elle absorbe n'a pas la même forme que la tension qui l'alimente).

Exemples de charges non-linéaires :

- Les équipements industriels (machines à souder, fours à arc, fours à induction, redresseurs).
- Les variateurs de vitesse pour moteurs asynchrones ou moteurs à courant continu.
- Les onduleurs.
- Les appareils de bureautique (ordinateurs, photocopieurs, fax, etc.).
- Les appareils domestiques (TV, fours micro-ondes, éclairage néon...).
- Certains équipements avec saturation magnétique (transformateurs).

Perturbations induites par les charges non-linéaires : courant et tension harmoniques

L'alimentation de charges non-linéaires génère des courants harmoniques, circulant dans le réseau. La tension harmonique est due à la circulation du courant harmonique dans les impédances des circuits d'alimentation (ensemble transformateur et réseau, dans le cas de la **Figure M2**).

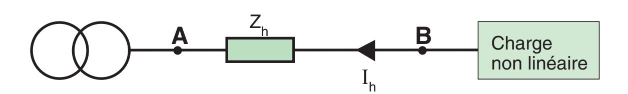


Fig. M2 : Schéma unifilaire représentant l'impédance du circuit d'alimentation vue par l'harmonique de rang h

L'impédance inductive d'un conducteur augmente en fonction de la fréquence du courant qui le parcourt. A chaque courant harmonique de rang h correspond donc une impédance de circuit d'alimentation Zh.

Le courant harmonique de rang h va créer à travers l'impédance Zh une tension harmonique Uh, avec Uh = Zh x Ih, par simple application de la loi d'Ohm. La tension en B est donc déformée. Tout appareil alimenté à partir du point B recevra alors une tension perturbée.

Cette déformation sera d'autant plus forte que les impédances du réseau sont importantes, pour un courant harmonique donné.

Circulation des courants harmoniques dans les réseaux

Tout se passe comme si les charges non-linéaires réinjectaient un courant harmonique dans le réseau en direction de la source.

Les **Figures M3** et **M4** page suivante présentent la vue d'une installation polluée par les harmoniques considérant tout d'abord l'installation parcourue par le courant de fréquence 50 Hz (voir Fig. M3), auquel se superpose l'installation parcourue par le courant harmonique de rang h (voir Fig. M4).

3 Les généralités

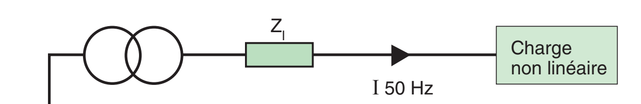


Fig. M3 : Schéma d'une installation alimentant une charge non-linéaire, pour laquelle seuls les phénomènes liés à la fréquence 50 Hz (fréquence fondamentale) sont pris en considération

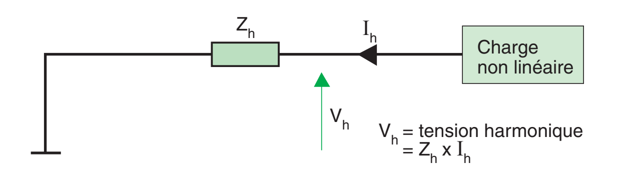
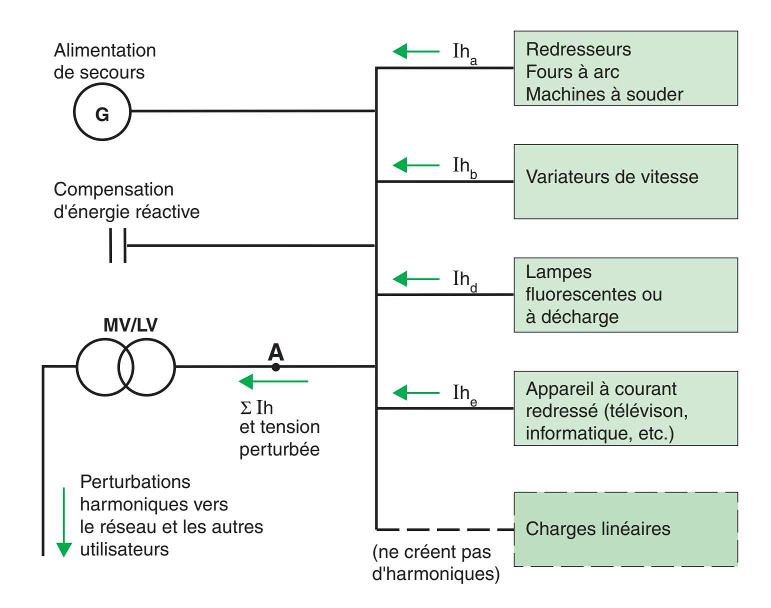


Fig. M4 : Schéma de la même installation, pour laquelle seuls les phénomènes liés à la fréquence de l'harmonique de rang h sont pris en compte

L'alimentation de cette charge non-linéaire génère dans le réseau la circulation du courant I_{50Hz} (représenté sur la Fig. M3), auquel s'ajoute chacun des courants harmoniques Ih (représenté sur la Fig. M4) correspondant à chaque harmonique de rang h.

Considérant toujours le modèle des charges réinjectant un courant harmonique dans le réseau, la **Figure M5** représente la circulation des courants harmoniques dans un réseau.



A remarquer sur cette figure que si certaines charges créent dans le réseau des courants harmoniques, d'autres charges peuvent absorber ces courants.

Fig. M5 : Circulation des courants harmoniques dans un réseau

Les harmoniques ont un impact économique important dans les installations :
- augmentation des dépenses énergétiques,
- vieillissement des matériels,
- pertes de production.

4 Les principaux effets des harmoniques dans les installations

4.1 Phénomène de résonance

L'association sur les réseaux d'éléments capacitifs et inductifs entraîne l'apparition de phénomènes de résonance. Ceux-ci se manifestent par des valeurs extrêmement élevées ou extrêmement faibles des impédances. Ces variations d'impédance vont modifier les courants et tensions présents sur le réseau.
Dans ce paragraphe, seuls sont abordés les phénomènes de type résonance parallèle, les plus fréquents.

Considérons le schéma simplifié suivant (voir **Fig. M6**), représentant une installation comprenant :

- un transformateur d'alimentation,
- des charges linéaires,
- des charges non-linéaires génératrices de courants harmoniques,
- des condensateurs de compensation.

Pour une analyse harmonique, le schéma équivalent est le suivant (voir **Fig. M7**) :
L'impédance Z vaut :

$$Z = \frac{jLs\omega}{1-LsC\omega^2}$$

en négligeant R, où

Ls = Inductance de l'alimentation (réseau + transformateur + ligne)

C = Capacité des condensateurs de compensation

R = Résistance des charges linéaires

Ih = Courant harmonique de rang h

Il y a résonance lorsque le dénominateur $1\text{-}LsCw^2$ tend vers zéro. La fréquence correspondante est alors appelée fréquence de résonance du circuit. A cette fréquence, l'impédance aura sa valeur maximale. Il y a donc une apparition de tensions harmoniques importantes et donc une forte distorsion de tension. Ces distorsions de tensions s'accompagnent de circulations de courants harmoniques dans le circuit Ls + C supérieurs aux courants harmoniques injectés.

Le réseau d'alimentation ainsi que les condensateurs de compensation sont soumis à des courants harmoniques importants et donc à des risques de surcharge. Pour éviter le phénomène de résonance, la solution consiste à ajouter des bobines anti-harmoniques en série avec les condensateurs.

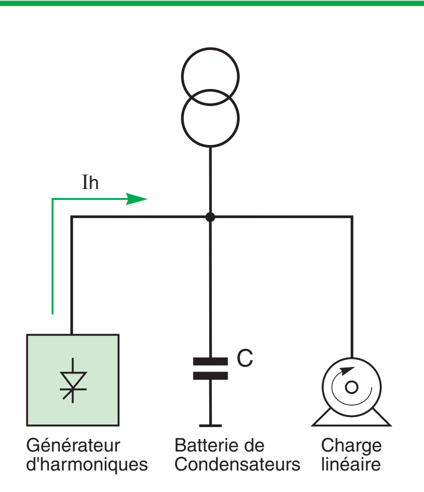


Fig. M6 : Schéma réel d'une installation

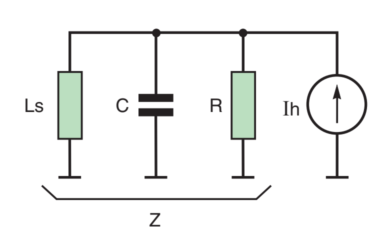


Fig. M7 : Schéma équivalent de l'installation L6



4.2 Augmentation des pertes

Pertes dans les conducteurs

La puissance active transmise à une charge est fonction du courant fondamental. Lorsque le courant absorbé par la charge contient des harmoniques, la valeur efficace de ce courant, Ieff, est supérieure au fondamental I1.

La définition du THD donne :

$$THD = \sqrt{\left(\frac{Ieff}{I1}\right)^2 - 1}$$

d'où : $Ieff = I1\ \sqrt{1+THD^2}$

Sur la **Figure M8** ont été représentés, en fonction du taux de distorsion harmonique :

- l'accroissement du courant efficace Ieff pour une charge absorbant un courant fondamental donné,
- l'accroissement des pertes Joule PJ, sans tenir compte de l'effet de peau (Sur le graphique, la référence 1 pour Ieff et PJ correspond à l'absence d'harmonique).

Les courants harmoniques provoquent donc une augmentation des pertes Joule dans tous les conducteurs qu'ils parcourent et un échauffement supplémentaire dans les transformateurs, appareillages, câbles...

Pertes dans les machines asynchrones

Les tensions harmoniques de rang h appliquées aux machines asynchrones provoquent la circulation dans le rotor de courants de fréquences supérieures à 50 Hz, responsables de pertes supplémentaires.

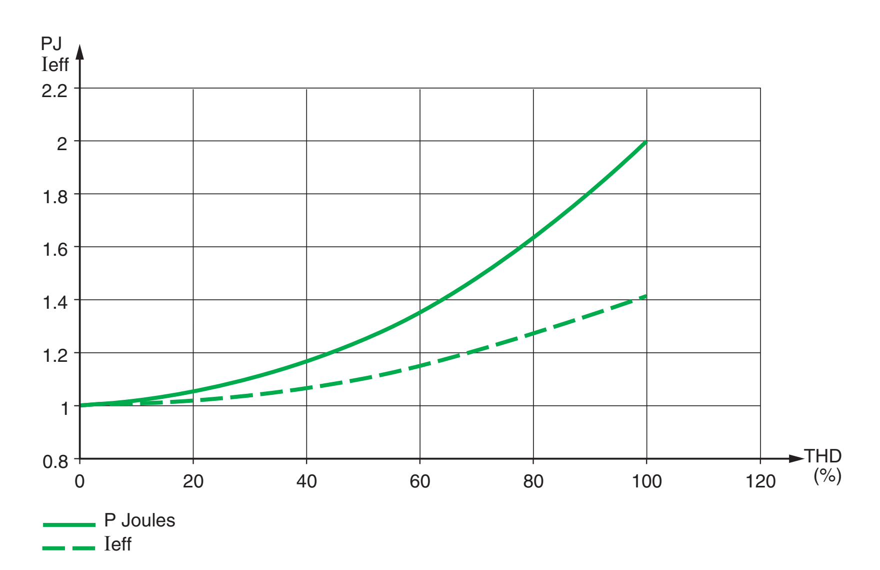


Fig. M8 : Evolution du courant efficace et des pertes Joule en fonction de la valeur du THD

Ordres de grandeur

■ Une tension d'alimentation quasi rectangulaire provoque une **augmentation des pertes de 20 %.**

■ Une tension d'alimentation avec les taux d'harmoniques uh suivant u5 = 8 % (de U1, la tension fondamentale), u7 = 5 %, u11 = 3 %, u13 = 1 %, soit un THDu de 10 %, implique une augmentation des pertes de 6 %.

Pertes dans les transformateurs

Les courants harmoniques circulant dans les transformateurs provoquent une augmentation des "pertes cuivre" par effet Joule et des "pertes fer" par courants de Foucault. Les tensions harmoniques sont responsables de pertes fer par hystérésis.

Les pertes dans les bobinages varient comme le carré du THDi, et les pertes dans le noyau linéairement en fonction du THDu.

Dans les transformateurs de distribution publique, où les taux de distorsion sont limités, les pertes augmentent de 10 à 15 %.

Pertes dans les condensateurs

Les tensions harmoniques appliquées aux condensateurs provoquent la circulation de courants proportionnels à la fréquence des harmoniques.
Ces courants sont responsables de pertes supplémentaires.

Exemple

Une tension d'alimentation a les taux d'harmoniques uh de rang h suivants :
Tension fondamentale U1, tensions harmoniques : u5 = 8 % de U1, u7 = 5 %, u11 = 3 %, u13 = 1 %, ce qui représente un THDu de 10 %. L'intensité du courant est multipliée par 1,19. Les pertes Joule sont multipliées par $1,19^2 = 1,4$.

4.3 Surcharge des matériels

Alternateurs

Les alternateurs alimentant des charges non-linéaires doivent être déclassés en raison des pertes supplémentaires créées par les courants harmoniques. Ce déclassement est de l'ordre de 10 % pour un alternateur alimentant 30 % de charges non-linéaires, d'où la nécessité de surdimensionner l'appareil.

Onduleurs

Le courant absorbé par du matériel informatique présente un facteur de crête élevé, aussi un onduleur dimensionné sur la seule valeur de courant efficace risque de ne pas pouvoir fournir la crête de courant nécessaire et de se trouver en surcharge.



Transformateurs

■ La courbe suivante (voir **Fig. M9**) donne le déclassement typique à appliquer à un transformateur alimentant des charges électroniques.

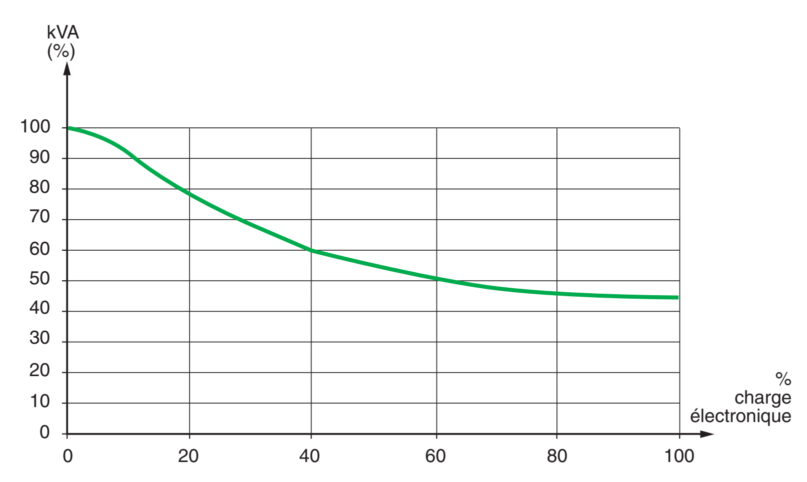


Fig. M9 : Taux de déclassement à appliquer à un transformateur alimentant des charges électroniques

Exemple

Si le transformateur alimente 40 % de charges électroniques, le déclassement vaut 40 %.

■ Le guide UTE C15-112 fournit un facteur de déclassement des transformateurs fonction des courants harmoniques :

$$k = \frac{1}{\sqrt{1+0.1\left(\sum_{h=2}^{40} h^{1.6}\, T_h^2\right)}}$$

$$T_h = \frac{I_h}{I_1}$$

Valeurs typiques :

■ Courant de forme rectangulaire (spectre en 1/h (1)) : k = 0,86

■ Courant type convertisseur de fréquence (THD ≈ 50%) : k = 0,80

Machines asynchrones

La norme CEI 60892 définit un taux d'harmoniques pondéré (Harmonic Voltage Factor) dont l'expression et la valeur maximale sont données ci-dessous :

$$HVF = \sqrt{\sum_{H=2}^{13} \frac{U_n}{h^2}} \leqslant 0.02$$

Exemple

Une tension d'alimentation a une tension fondamentale U1 et des tensions harmoniques u3 = 2 % de U1, u5 = 3 %, u7 = 1 %. Le THDu vaut 3,7 %, et HVF = 0,018. Le taux d'harmoniques pondéré est très proche de la valeur limite au-delà de laquelle la machine doit être déclassée. Pratiquement, ne pas dépasser un THDu de 10 % pour l'alimentation de la machine.

Condensateurs

Le courant efficace circulant dans les condensateurs ne doit pas excéder, selon la norme CEI 60831-1, 1,3 fois leur courant nominal.

En reprenant l'exemple cité plus haut : Tension fondamentale U1, tensions harmoniques u5 = 8 % de U1, u7 = 5 %, u11 = 3 %, u13 = 1 %, soit un THDu de 10 %, conduit à $\frac{Ieff}{I1} = 1{,}19$, à tension nominale. Pour une valeur de tension égale à 1,1 fois la tension nominale, la limite de $\frac{Ieff}{I1} = 1{,}3$ est atteinte, il faut donc revoir le dimensionnement des condensateurs.

(1) En réalité, c'est le cas pour tout redresseur de courant (redresseur triphasé, four à induction, ...).

4 Les principaux effets des harmoniques dans les installations

Conducteurs de neutre

Soit le système constitué d'une source triphasée équilibrée et de 3 charges monophasées identiques connectées entre phases et neutre (voir **Fig. M10**), la **Figure M11** montre un exemple des courants parcourant les trois phases et du courant résultant dans le conducteur de neutre.

Dans cet exemple, le courant dans le conducteur neutre a une valeur efficace de $\sqrt{3}$ fois supérieure à celle du courant dans une phase. Le conducteur de neutre doit donc être renforcé en conséquence.

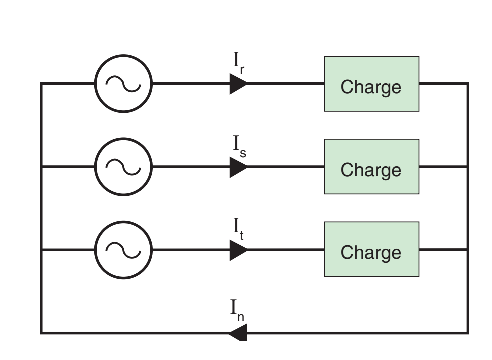


Fig. M10 : Principe de circulation des courants dans les différents conducteurs reliés à une source triphasée

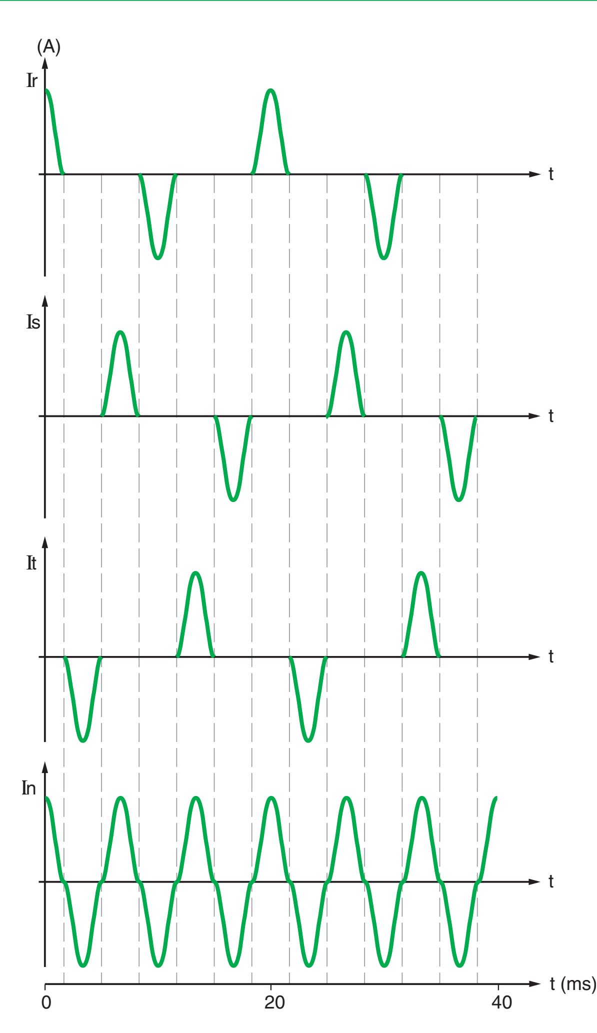


Fig. M11 : Exemple de valeurs de courants circulant dans les différents conducteurs reliés à une charge triphasée : ($In = Ir + Is + It$)

4.4 Perturbations des charges sensibles

Effet de la déformation de la tension d'alimentation

La déformation de la tension d'alimentation peut perturber le fonctionnement d'appareils sensibles :

- dispositifs de régulation (température),
- matériel informatique,
- dispositifs de contrôle-commande (relais de protection).

Dégradation des signaux téléphoniques

Les harmoniques induisent des perturbations dans les circuits à courants faibles, dont le niveau est fonction de la longueur du cheminement en parallèle des câbles de puissance et de signal, de la distance entre les circuits et de la fréquence des harmoniques.

5 Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique et les principes de mesure

Des indicateurs permettent de quantifier et d'évaluer la distorsion harmonique des ondes de tension et de courant :

- le facteur de puissance,
- le facteur de crête,
- la puissance de distorsion,
- le spectre en fréquence,
- le taux de distorsion harmonique.

Ces indicateurs sont l'outil indispensable à la détermination des actions correctrices éventuelles.

5.1 Facteur de puissance

Définition

Le facteur de puissance Fp est égal au rapport entre la puissance active P et la puissance apparente S.

$$F_p = \frac{P}{S}$$

Pour les électriciens, il est souvent confondu avec :

$$\cos\varphi = \frac{P_1}{S_1}$$

P1 = puissance active du fondamental.
S1 = puissance apparente du fondamental.
Le cos φ se rapporte uniquement à la fréquence fondamentale et, en présence d'harmoniques, est donc différent du facteur de puissance Fp.

Interprétation de la valeur du facteur de puissance

Une première indication de présence significative d'harmoniques peut être un facteur de puissance Fp mesuré différent du cos φ (le facteur de puissance sera inférieur au cos φ).

5.2 Facteur de crête

Définition

C'est le rapport entre la valeur de crête du courant ou de la tension (Im ou Um) et sa valeur efficace.

- Pour un signal sinusoïdal, ce facteur est donc égal à $\sqrt{2}$.
- Pour un signal non sinusoïdal, il peut être soit inférieur, soit supérieur à $\sqrt{2}$.

Ce facteur indique la présence de valeurs de crête exceptionnelles par rapport à la valeur efficace.

Interprétation de la valeur du facteur de crête

Le facteur de crête typique des courants absorbés par les charges non-linéaires est très supérieur à $\sqrt{2}$. Il peut prendre des valeurs égales à 1,5 ou 2, allant jusqu'à 5 dans les cas critiques. Un facteur de crête très élevé signifie des surintensités ponctuelles importantes. Ces surintensités, détectées par les dispositifs de protection, peuvent être à l'origine de déclenchements intempestifs.

5.3 Puissances et harmoniques

Puissance active

La puissance active P dans un circuit où circulent des harmoniques est la somme des puissances actives dues aux tensions et courants du fondamental et de chaque harmonique.

Puissance apparente

La puissance apparente S dans un circuit monophasé est le produit des valeurs efficaces de tension et de courant, soit S = U.I

Puissance réactive

La puissance réactive n'est définie que pour le fondamental, soit

$Q = U1 \times I1 \times \sin\varphi 1$

Puissance de distorsion

En présence d'harmoniques, la puissance de distorsion D est définie par l'équation :
$D = (S^2 - P^2 - Q^2)^{1/2}$

5.4 Spectre en fréquence et taux d'harmonique

Principe

Chaque type d'appareil pollueur possède sa propre empreinte de courants harmoniques (amplitudes et déphasages).
Ces valeurs, notamment l'amplitude pour chaque rang d'harmonique, sont essentielles pour l'analyse.

Taux individuel d'harmonique (ou taux d'harmonique de rang h)

On définit le taux individuel d'harmonique comme le pourcentage d'harmonique de rang h ramené au fondamental :

$$u_h(\%) = 100\frac{U_h}{U_1}$$

ou

$$i_h(\%) = 100\frac{I_h}{I_1}$$

Spectre en fréquence

L'histogramme représentant l'amplitude de chaque rang d'harmonique vis-à-vis de sa fréquence, est appelé analyse spectrale.

La **Figure M12** donne l'exemple de l'analyse spectrale d'un signal rectangulaire.

Valeur efficace

La valeur efficace de la tension et du courant peut se calculer en fonction de la valeur efficace des différents rangs d'harmoniques :

$$I\text{eff} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2}$$

et

$$U\text{eff} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} U_h^2}$$

Fig. M12 : Analyse spectrale d'un signal rectangulaire, pour la tension U (t)

5.5 Taux de distorsion harmonique (THD)

Le terme THD correspond à Total Harmonic Distortion (taux de distorsion harmonique global). Le taux de distorsion harmonique est une notion très utilisée pour définir l'importance du contenu harmonique d'un signal alternatif.

Définition du THD

Pour un signal y, le taux de distorsion harmonique THD est défini par la formule :

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} y_h^2}}{y_1}$$

Cette notion suit la définition de la norme CEI 61000-2-2.

Noter que sa valeur peut dépasser 1.

Selon la norme h peut être généralement limité à 50. Cette grandeur permet d'évaluer à l'aide d'un nombre unique la déformation d'une tension ou d'un courant circulant en un point du réseau.

Le taux de distorsion harmonique est habituellement exprimé en pourcentage.

Fig. M13 : Variation de $\frac{PF}{\cos\varphi}$ *selon THDi avec THDu = 0*

THD en courant ou en tension

Lorsqu'il s'agit d'harmoniques de courant, l'expression devient :

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1}$$

Cette formule est équivalente à la formule suivante, plus directe et plus facile à utiliser lorsque l'on connaît la valeur efficace totale :

$$THD_i = \sqrt{\left(\frac{Ieff}{I_1}\right)^2 - 1}$$

Lorsqu'il s'agit d'harmoniques en tension, l'expression devient :

$$THD_u = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}}{U_1}$$

Relation entre facteur de puissance et THD (voir **Fig. M13**)

Quand la tension est sinusoïdale ou pratiquement sinusoïdale, la puissance P a pour valeur :

$$P \approx P_1 = U_1.I_1.\cos\varphi_1$$

$$\text{d'où : } PF = \frac{P}{S} \approx \frac{U_1.I_1.\cos\varphi_1}{U_1.I_{rms}}$$

$$\frac{I_1}{Irms} = \frac{1}{\sqrt{1+THDi^2}}$$

$$PF \approx \frac{\cos\varphi_1}{\sqrt{1+THDi^2}}$$

La figure M13 montre la variation de $\frac{PF}{\cos\varphi}$ fonction de THDi.

5.6 Intérêt de chacun des indicateurs

Le THDu caractérise la déformation de l'onde de tension.

Valeurs du THDu mesurées et phénomènes observés dans une installation :
- inférieure à 5 % : normale, aucun dysfonctionnement n'est à craindre,
- de 5 à 8 % : pollution harmonique significative, quelques dysfonctionnements sont possibles,
- supérieure à 8 % : pollution harmonique importante, des dysfonctionnements sont probables. Une analyse approfondie et la mise en place de dispositifs d'atténuation sont nécessaires.

Le THDi caractérise la déformation de l'onde de courant.

La recherche du pollueur s'effectue en mesurant le THDi sur l'arrivée et sur chacun des départs des différents circuits, afin de s'orienter vers le perturbateur.

Valeurs du THDi mesurées et phénomènes observés dans une installation :
- inférieure à 10 % : normale, aucun dysfonctionnement n'est à craindre,
- de 10 à 50 % : pollution harmonique significative, il y a risque d'échauffements, ce qui implique le surdimensionnement des câbles et des sources,
- supérieure à 50 % : pollution harmonique importante, des dysfonctionnements sont probables. Une analyse approfondie et la mise en place de dispositifs d'atténuation sont nécessaires.

Le facteur de puissance Fp permet d'évaluer le surdimensionnement à appliquer à l'alimentation d'une installation.

Le facteur de crête est utilisé pour caractériser l'aptitude d'un générateur (onduleur ou alternateur) à fournir des courants instantanés de valeur élevée.
Par exemple, le matériel informatique absorbe un courant très déformé dont le facteur de crête peut atteindre 3 à 5.

Le spectre (décomposition en fréquence du signal) donne une autre représentation des signaux électriques, et permet d'évaluer leur déformation.

6 La mesure des indicateurs

6.1 Quels appareils pour mesurer ces indicateurs ?

Le choix d'un appareil

Méthodes classiques d'observation et de mesure :

■ Observation au moyen d'un oscilloscope.
Une première indication de la déformation du signal peut être obtenue en visualisant le courant ou la tension sur un oscilloscope.
La forme de l'onde, si elle diffère de celle d'une sinusoïde, met en évidence la présence d'harmoniques. Les pics de tension ou de courant peuvent être ainsi visualisés.
Il faut noter que cette approche ne permet pas une quantification précise des composantes harmoniques.

■ Les analyseurs de spectre analogiques.
Ils sont constitués de filtres passe-bande associés à un voltmètre à valeur efficace.
Ils ont des performances moyennes, et ne donnent pas d'information de déphasage.
Seuls les analyseurs numériques récents permettent de déterminer de façon suffisamment précise la valeur de l'ensemble de ces indicateurs.

Fonctions assurées par les analyseurs numériques

Les microprocesseurs équipant les analyseurs numériques :

■ calculent les valeurs des indicateurs du niveau d'harmoniques (facteur de puissance, facteur de crête, puissance de distorsion, THD),

■ réalisent diverses fonctions complémentaires (corrections, détections statistiques, gestion des mesures, visualisation, communication…),

■ peuvent, s'ils sont multicanaux, fournir quasiment en temps réel les décompositions spectrales simultanées de tensions et de courants.

Principe des analyseurs, mode de traitement des données

Les signaux analogiques sont convertis en une suite de valeurs numériques.

Un algorithme utilisant la Transformée de Fourier Rapide (FFT) calcule à partir de ces valeurs les amplitudes et les phases des harmoniques pour un grand nombre de fenêtres temporelles d'observation.

La plupart des analyseurs numériques mesurent les harmoniques jusqu'aux rangs 20 ou 25 pour le calcul du THD.

Le traitement des valeurs successives calculées par la FFT (lissage, classification, statistiques) peut être effectué par l'appareil de mesure ou réalisé par un logiciel externe.

6.2 Procédures pour l'analyse harmonique du réseau

Cette prise de mesure s'effectue sur le site industriel ou tertiaire :

■ à titre préventif pour faire l'estimation globale de l'état du réseau (cartographie du réseau) ;

■ à titre curatif :

□ pour diagnostiquer un problème de perturbation, et envisager des solutions pour le supprimer,

□ pour vérifier la conformité d'une solution (suivi d'une modification de réseau pour vérifier la diminution des harmoniques).

Mode opératoire

L'étude des tensions et des courants doit se faire aux niveaux :

■ de la source d'alimentation,

■ du jeu de barres du tableau de distribution principal (ou du jeu de barres HTA),

■ de chacun des départs du tableau de distribution principal (ou du jeu de barres HTA).

Lors des mesures, il faut connaître les conditions précises de l'installation, en particulier l'état des batteries de condensateurs (en service/hors service, nombre de gradins déclenchés).

Résultats de l'analyse

Les résultats de l'analyse permettent d'effectuer la comparaison des valeurs mesurées aux valeurs de référence des distributeurs d'énergie : valeurs limites de taux d'harmoniques, valeurs acceptables, ...
Ils permettront d'envisager :
- soit le déclassement du matériel à installer,
- soit la quantification des protections et filtrages contre les harmoniques à positionner sur le réseau.

Utilisation de l'appareil de mesure

Les appareils servent à montrer à la fois les effets instantanés et les effets à long terme des harmoniques. Des valeurs intégrées sur des durées allant de quelques secondes à quelques minutes, pour des périodes d'observation de quelques jours sont nécessaires.

Les grandeurs à restituer sont :
- les amplitudes des tensions et courants harmoniques,
- le taux d'harmonique pour chaque rang des courants et des tensions,
- le taux de distorsion harmonique du courant et de la tension,
- éventuellement la valeur du déphasage entre tension et courant harmoniques de même rang, et la phase des harmoniques par rapport à une référence commune (la tension fondamentale par exemple).

6.3 Anticiper la lutte contre les harmoniques

Les indicateurs du niveau d'harmonique peuvent être mesurés :
- soit par des appareils installés à demeure sur le réseau,
- soit par un expert intervenant au moins une demi-journée sur le site (pour une vision ponctuelle).

Privilégier les appareils de mesure installés à demeure sur le réseau

Pour plusieurs raisons, l'installation à demeure d'appareils de mesure sur le réseau reste à privilégier.
- Une intervention d'expert reste ponctuelle, alors que des mesures en différents points de l'installation et sur une période déterminée suffisamment longue (1 semaine à un mois) donnent une vision globale du fonctionnement de l'installation, et prennent en compte tous les cas de figure qui peuvent se présenter suite :
  - à la fluctuation de la source d'alimentation,
  - aux variations de fonctionnement de l'installation,
  - aux nouveaux équipements ajoutés à l'installation.
- Les appareils de mesure installés sur le réseau préparent et facilitent le diagnostic des experts, réduisant ainsi la durée et le nombre de leurs interventions.
- Les appareils de mesure en place détectent les nouvelles perturbations dues à l'installation de nouveaux équipements, à de nouveaux modes de fonctionnement, ou à des fluctuations du réseau d'alimentation.

Tirer profit d'appareils de mesure ou de détection intégrés

Les appareils de détection ou mesure intégrés aux équipements de distribution électrique sont aussi utiles pour une analyse préventive que pour une analyse curative.
- Dans le cas de l'estimation globale du réseau de distribution (analyse préventive), ils évitent :
  - la location de matériel de mesure,
  - des interventions d'experts,
  - les connexions et déconnexions des matériels de mesure.

Pour l'estimation globale du réseau, l'estimation faite au niveau des tableaux généraux de distribution (TGBT) peut typiquement être réalisée par l'appareil d'arrivée et/ou les appareils de mesure intégrés à chaque départ.
- Dans le cas de l'analyse curative les appareils permettent :
  - de retrouver les conditions de fonctionnements qu'il y avait au moment de l'incident,
  - une cartographie du réseau, et la relativisation de la solution mise en place.

Le diagnostic sera complété par l'utilisation de matériels adaptés au problème évalué.

7 Les dispositifs de détection

PowerLogic, avec les centrales de mesure Power Meter et Circuit Monitor et les unités de contrôle Micrologic, offre une gamme complète de dispositifs pour la détection de la distorsion harmonique.

Effectuer des mesures est la première étape pour maitriser la pollution harmonique. En fonction de chaque installation, différents types de matériels Schneider Electric apportent une solution.

Power monitoring

Power Meter et Circuit Monitor de PowerLogic System

Ces appareils sont des outils performants d'expertise des réseaux moyenne et basse tension. Ce sont des centrales de mesure numériques dédiées à la mesure de la qualité de l'énergie.
PowerLogic system comprend, entre autres, les centrales de mesure Power Meter (PM) et Circuit Monitor (CM). Cette offre, très modulaire, couvre des besoins les plus simples avec les PM jusqu'aux besoins les plus complexes avec les CM. Ces appareils seront utilisés dans les installations neuves ou existantes où le niveau de qualité de l'énergie électrique doit être important. Ils pourront être exploités en local ou à distance.

Les centrales PM permettent, suivant leur position dans le réseau une première estimation de la qualité de l'énergie. Leurs principales mesures Power Meter sont :
- mesure du THD en courant et tension,
- mesure du facteur de puissance.

Ces mesures sont associées suivant les produits à des possibilités d'horodatage et d'alarmes.

Les centrales CM (voir **Fig. M14**) permettent l'analyse détaillée de la qualité de l'énergie et l'analyse des perturbations du réseau. Leurs fonctions principales sont :
- mesure de plus de 100 paramètres électriques,
- mémorisation et datation des valeurs minimales et maximales de chaque paramètre électrique,
- fonctions d'alarmes sur paramètres électriques,
- consignation des données d'événements,
- enregistrement des perturbations sur courants et tensions,
- analyse des harmoniques,
- enregistrement des formes d'onde (oscilloperturbographie).

Micrologic : une centrale de mesure intégrée au disjoncteur

Pour les nouvelles installations, l'unité de contrôle Micrologic H, intégrée au disjoncteur de puissance Masterpact, NW et NT, est particulièrement intéressante dans le cas d'une mesure en tête d'installation ou sur de gros départs (voir **Fig. M15**). Elle permet une analyse fine de la qualité de l'énergie et un diagnostic détaillé des évènements sur un écran de tableau ou sur un superviseur.
L'unité de contrôle Micrologic H permet :
- la mesure des courants, tensions, puissance active et réactive,
- la mesure du THD et THF en courant et tension,
- l'affichage des composantes harmoniques en amplitude et en phase jusqu'au rang 51 en courant et tension,
- l'enregistrement des formes d'onde (oscilloperturbographie).

Les fonctions proposées par le Micrologic H sont équivalentes de celles proposées par les Circuit Monitor.

Le disjoncteur Compact NSX équipé d'une unité de contrôle Micrologic E permet aussi cette analyse. Un afficheur déporté FDM 121 (voir Fig. M15) peut lui être associé pour disposer d'un contrôle en face avant des tableaux.

Fig. M14 : Centrale de mesure Circuit Monitor



Fig. M15 : Unité de contrôle et de mesure Micrologic H et afficheur FDM 121.

L'exploitation des centrales de mesure

Exploitation et analyse à distance : logiciel d'exploitation et d'analyse

Dans le cadre plus global d'un réseau à surveiller, une offre donne la possibilité de relier ces différents matériels par un réseau de communication, autorisant ainsi de centraliser les informations, et d'avoir une vision globale des perturbations sur l'ensemble d'un réseau.
Suivant l'application, il est possible d'effectuer des mesures en temps réel, moyenner, enregistrer la forme des ondes, prévoir le déclenchement d'alarmes...
Les centrales de mesure communiquent soit sur Modbus, Bus Digipact ou réseau Ethernet pour transmettre toutes les données accessibles.
Ce dispositif vise essentiellement à supporter l'identification et la planification des tâches de maintenance. Il sera avantageusement mis à profit pour réduire le temps d'intervention et le coût d'installation des matériels ponctuels dans le cas de mesures sur site ou pour le dimensionnement de matériels (filtres).

SMS

SMS est un logiciel très complet d'analyse de réseau associé aux produits PowerLogic System. Installé sur un PC standard, il permet :
- l'affichage des mesures en instantané,
- l'affichage des historiques, sur une période déterminée,
- la sélection du mode de représentation des données (tableaux, courbes de différents types),
- le traitement statistique des données (visualisation d'histogrammes).

8 Les solutions pour atténuer les harmoniques

Les solutions possibles pour atténuer les effets des harmoniques sont de trois natures différentes :
- adaptations de l'installation,
- utilisation de dispositifs particuliers dans l'alimentation,
- filtrage.

8.1 Solutions de base

Pour limiter la propagation des harmoniques dans le réseau, des dispositions peuvent être prises et sont à observer en particulier dans le cas d'une nouvelle installation.

Positionner les charges polluantes en amont du réseau

La perturbation harmonique globale croît lorsque la puissance de court-circuit diminue. En dehors de toute considération économique, il est donc préférable de connecter les charges polluantes le plus en amont possible (voir **Fig. M16**).

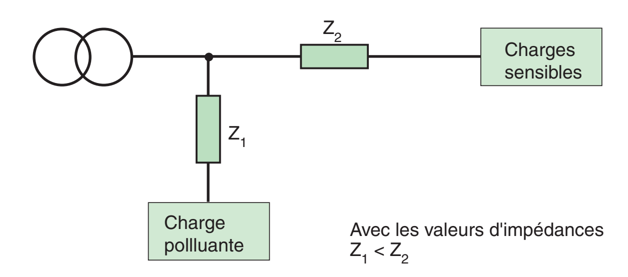


Fig. M16 : Alimentation le plus en amont possible des charges non-linéaires (schéma conseillé)

Regrouper les charges polluantes

Pour établir un schéma unifilaire, il convient de séparer les équipements perturbateurs des autres (voir **Fig. M17**) : en pratique, alimenter les charges polluantes et non polluantes par des jeux de barres différents.

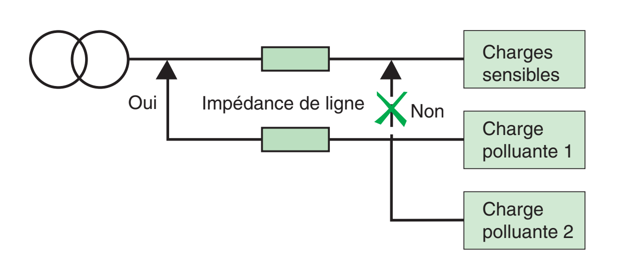


Fig. M17 : Regroupement des charges non-linéaires et alimentation le plus en amont possible (schéma conseillé)

Séparer les sources

Dans la lutte contre les harmoniques, une amélioration supplémentaire est obtenue en réalisant une alimentation par transformateur séparé, selon le schéma de principe suivant (voir **Fig. M18** page suivante).

L'inconvénient de cette solution est l'augmentation du coût de l'installation.

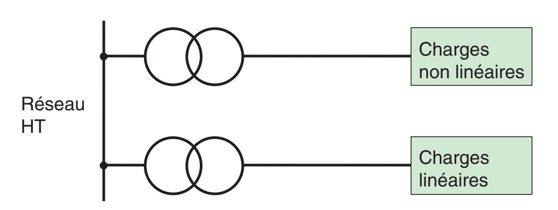


Fig. M18 : Alimentation des charges polluantes par transformateur séparé

Utiliser des transformateurs à couplages particuliers

L'effet de couplage de transformateurs permet la suppression de certains rangs d'harmoniques. En fonction des types de couplages différents rangs d'harmoniques sont arrêtés :
- un couplage Dyd arrête les harmoniques de rangs 5 et 7 (voir **Fig. M19**),
- un couplage Dy arrête les harmoniques de rang 3,
- un couplage DZ 5 arrête les harmoniques de rang 5.

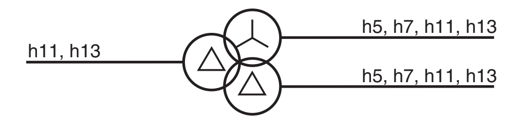


Fig. M19 : L'utilisation d'un transformateur Dyd stoppe la propagation des harmoniques de rangs 5 et 7 vers l'amont du réseau.

Placer des inductances dans l'installation

Dans le cas d'alimentation de variateurs de vitesse, il est possible de lisser le courant en mettant en place des inductances de ligne. Et l'augmentation de l'impédance du circuit d'alimentation limite le courant harmonique.

La mise en place de selfs anti-harmoniques sur les batteries de condensateurs augmente l'impédance de l'ensemble self et condensateur pour les harmoniques de rangs élevés. Cela évite le phénomène de résonance et protège les condensateurs.

Choisir un schéma de liaison à la terre adapté

Cas du régime TNC

Dans le cas du régime de neutre TNC, un seul conducteur (PEN) assure la protection en cas de défaut (terre) et assure le transit des courants de déséquilibre.

En régime permanent, les courants harmoniques transitent dans le PEN. Or, celui-ci a une certaine impédance, ce qui implique de petites différences de potentiel (de l'ordre de quelques volts) entre appareils, et peut entraîner le dysfonctionnement des équipements électroniques.

Le régime de neutre TNC doit donc être réservé à l'alimentation des circuits de puissance, en tête d'installation, et est à proscrire dans le cas de l'alimentation de charges sensibles.

Cas du régime TNS

Il est conseillé dans le cas de présence d'harmoniques. En effet, le conducteur de neutre et le conducteur de protection PE étant complètement séparés, le potentiel du réseau est beaucoup mieux fixé.

8.2 Filtrage des harmoniques

Dans le cas où les actions préventives ci-dessus sont insuffisantes, il est nécessaire d'équiper l'installation polluée de dispositif de filtrage.
Il existe trois types de filtres :
- le filtre passif,
- le filtre actif,
- le filtre hybride.

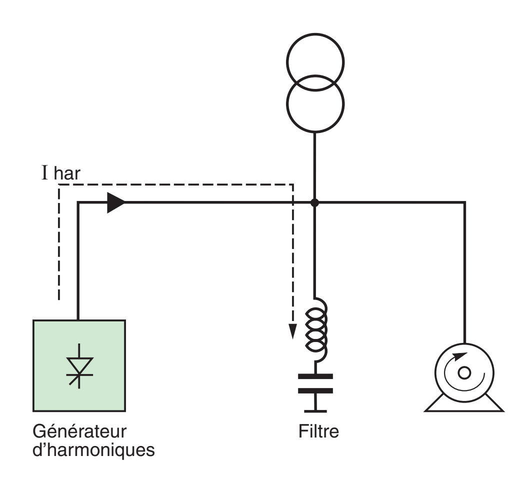


Fig. M20 : Principe d'utilisation d'un filtre passif

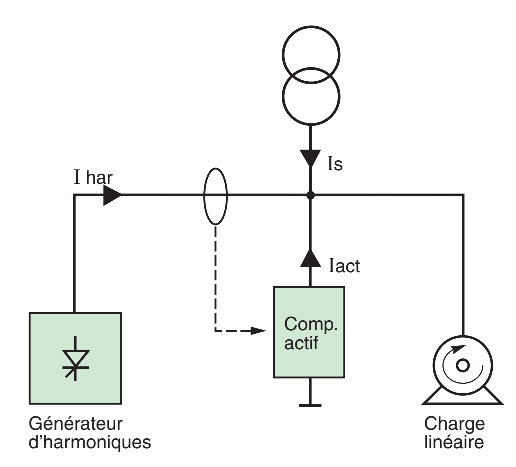


Fig. M21 : Principe d'utilisation d'un filtre actif

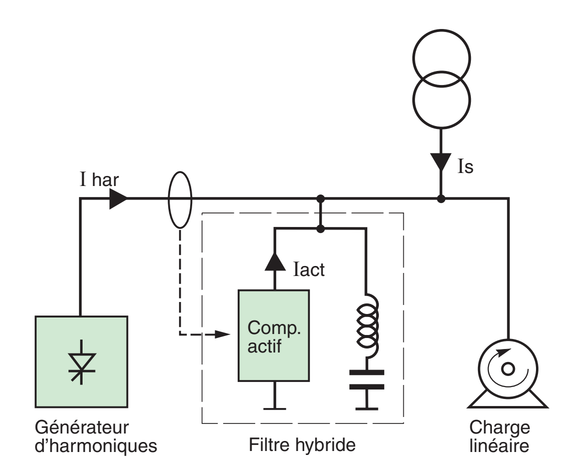


Fig. M22 : Principe d'utilisation d'un filtre hybride

Filtre passif

Applications typiques

■ Installations industrielles avec un ensemble de générateurs d'harmoniques de puissance totale supérieure à 200 kVA environ (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs...).

■ Installation présentant un besoin de compensation d'énergie réactive.

■ Nécessité de réduction du taux de distorsion en tension pour éviter la perturbation de récepteurs sensibles.

■ Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

Principe de fonctionnement

Un circuit LC accordé sur chaque fréquence d'harmonique à filtrer, est placé en parallèle sur le générateur d'harmoniques (voir **Fig. M20**). Ce circuit de dérivation absorbe les harmoniques et évite que ceux-ci ne circulent dans l'alimentation.
En général, le filtre passif est accordé sur un rang d'harmonique proche de l'harmonique à éliminer. Plusieurs branches de filtres en parallèle peuvent être utilisées lorsque l'on souhaite une réduction forte du taux de distorsion sur plusieurs rangs.

Filtre actif (ou compensateur actif)

Applications typiques

■ Installations tertiaires avec générateurs d'harmoniques de puissance totale inférieure à 200 kVA (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, bureautique...).

■ Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

Principe de fonctionnement

Ce sont des systèmes électroniques de puissance installés en série ou en parallèle avec la charge non-linéaire, visant à compenser soit les tensions harmoniques, soit les courants harmoniques générés par la charge.

La **Figure M21** donne un exemple de filtre actif parallèle compensant le courant harmonique (Ihar = -Iact).

Le filtre actif réinjecte en opposition de phase les harmoniques présents sur l'alimentation de la charge, de telle sorte que le courant de ligne Is soit sinusoïdal.

Filtre hybride

Applications typiques

■ Installations industrielles avec un ensemble de générateurs d'harmoniques de puissance totale supérieure à 200 kVA environ (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs...).

■ Installation présentant un besoin de compensation d'énergie réactive.

■ Nécessité de réduction du taux de distorsion en tension pour éviter la perturbation de récepteurs sensibles.

■ Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

■ Recherche de conformité à des limites strictes d'émission harmonique.

Principe de fonctionnement

Les deux types de dispositifs précédents peuvent être associés au sein d'un même équipement et constituer un filtre hybride (voir **Fig. M22**). Cette nouvelle solution de filtrage permet de cumuler les avantages des solutions existantes et de couvrir un large domaine de puissance et de performances.

Critères de choix

Le filtre passif permet à la fois la compensation d'énergie réactive et une grande capacité de filtrage en courant.

Le filtre passif réduit aussi les tensions harmoniques des installations dont la tension d'alimentation est polluée. Si la puissance réactive fournie est importante, il est conseillé de mettre hors tension le filtre passif pendant les période de faible charge.
L'étude de raccordement d'un filtre doit tenir compte de la présence éventuelle d'une batterie de compensation et peut conduire à sa suppression.

Le compensateur actif permet le filtrage des harmoniques sur une large bande de fréquence. Il s'adapte à n'importe quelle charge. Cependant, sa puissance harmonique est limitée.

Le filtre hybride réunit l'ensemble des performances des filtres passifs et actifs.

8 Les solutions pour atténuer les harmoniques

Une offre de service complète peut être proposée pour le traitement des harmoniques :
- *une expertise d'analyse,*
- *des dispositifs de mesure et surveillance,*
- *des dispositifs de filtrage.*

8.3 L'expertise

Le choix de la solution la plus appropriée, tant du point de vue technique qu'économique, est le résultat d'une étude approfondie.

Le diagnostic MT et BT

Le recours à un expert permet de disposer d'une garantie d'efficacité de la solution proposée (exemple : garantie d'un THDu maximum).

Ce diagnostic harmonique est réalisé par un ingénieur spécialiste dans le domaine des perturbations des réseaux électriques équipé de moyens d'analyses, d'équipements de simulations et de logiciels.

Les étapes du diagnostic sont :
- La mesure des perturbations en courant et en tension simple et composée aux niveaux des récepteurs pollueurs, des départs perturbés et des sources d'alimentation.
- Une modélisation des phénomènes réalisée avec un logiciel permettant une explication précise de leurs causes et une détermination optimisée des solutions possibles.
- Un rapport de diagnostic complet mettant en évidence :
  - les niveaux de perturbations actuels,
  - les niveaux de perturbation maximum admis (CEI 61000, CEI 34...).
- Une garantie de performance sur les solutions présentées.
- Puis la mise en œuvre, au moyen de matériels adaptés.

La prestation est certifiée ISO 9002.

8.4 Les produits spécifiques

Filtres passifs

Ils sont constitués de bobines et de condensateurs configurés en circuits résonants accordés sur la fréquence d'un rang d'harmonique à éliminer.

Un équipement peut comprendre plusieurs ensembles afin d'éliminer plusieurs rangs d'harmoniques.

Adaptés à la tension triphasée de 400 V, leur puissance atteint :
- 265 kvar/470 A pour le filtre rang 5
- 145 kvar/225 A pour le filtre rang 7
- 105 kvar/145 A pour le filtre rang 11

Les filtres passifs peuvent être réalisés pour tout niveau de tension et de courant.

Filtres actifs

- Filtres actifs SineWave
  - adaptés à la tension triphasée de 400 V, leur capacité de compensation est de 20 à 120 A par phase,
  - les courants harmoniques traités ont les rangs 2 à 25. La compensation est globale ou rang par rang,
  - taux d'atténuation : (THDi charge/THDi réseau) supérieur à 10 à capacité harmonique nominale du compensateur),
  - fonctions : compensation du facteur de déphasage, compensation des harmoniques homopolaires, système de diagnostic et de maintenance, mise en parallèle possible, commande à distance, interface de communication Modbus/RS485.
- Filtres actifs Accusine
  - adaptés aux tensions triphasées de 400 et 480 V, leur capacité de compensation est de 50 à 300 A par phase,
  - les courants harmoniques sont traités jusqu'au rang 50,
  - fonctions : compensation du facteur de déphasage, mise en parallèle, réponse instantanée aux variations de charge.

Filtres hybrides

Ces équipements cumulent les avantages en incluant dans la même enveloppe un filtre passif et un compensateur actif SineWave.

Chapitre N
Les alimentations et récepteurs particuliers

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

L'architecture et le plan de protection d'une distribution BT en aval d'un groupe sont à définir spécifiquement en prenant en compte :
- *les caractéristiques de l'alternateur,*
- *les charges prioritaires et/ou de sécurité.*

La plupart des installations électriques comportent des récepteurs dont il faut assurer l'alimentation même en cas de coupure du réseau de distribution publique parce qu'il s'agit :
- soit d'équipements constituant une installation de sécurité (éclairage de sécurité, surpresseurs d'incendie, désenfumage, alarme, signalisation, etc.),
- soit d'équipements prioritaires dont l'arrêt prolongé entraînerait des pertes de production ou la destruction de l'outil de travail.

Un des moyens les plus courants pour maintenir la continuité de l'alimentation en énergie des charges dénommées « prioritaires », dans le cas où la source principale est défaillante, est d'installer un groupe électrogène connecté via un inverseur de source à un tableau regroupant les charges prioritaires (cf. **Fig. N1**).
Les groupes électrogènes (dénommés aussi GE ou groupe) sont aussi utilisés en distribution électrique HT.
En BT, ils sont employés comme :
- source de Remplacement,
- source de Sécurité,
- parfois source de Production.

Lorsqu'un besoin de qualité d'énergie est indispensable, le groupe est associé à une Alimentation sans Interruption (ASI).

Les règlements de sécurité prescrivent la mise en œuvre de sources de Remplacement ou de Sécurité. Par exemple :
- règlement de sécurité des ERP (Etablissement recevant du public),
- norme NF C 15-211 (Installation dans les locaux à usage médical) au § 12.1.

Celles-ci doivent être installées conformément à la NF C 15-100 § 551.

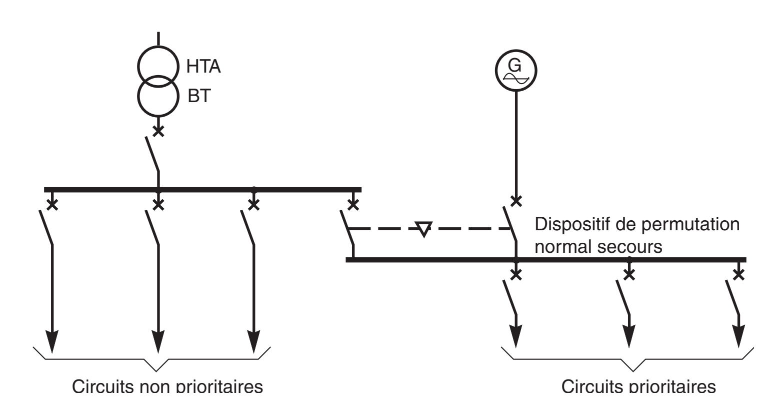


Fig. N1 : Exemple de circuits alimentés par un transformateur ou un alternateur

1.1 Protection d'un alternateur

La **Figure N2** ci-dessous montre les paramètres de dimensionnement électrique d'un groupe électrogène :
- Pn : puissance du moteur thermique,
- Un : tension assignée fournie par l'alternateur,
- In : courant assigné fourni par l'alternateur.

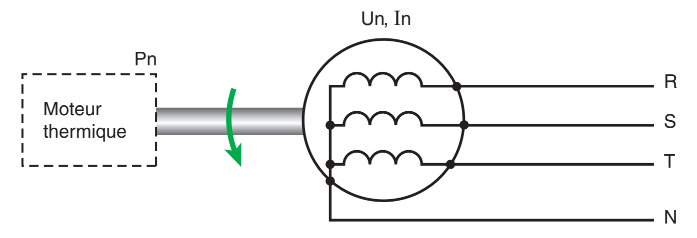


Fig. N2 : Schéma de principe d'un groupe électrogène

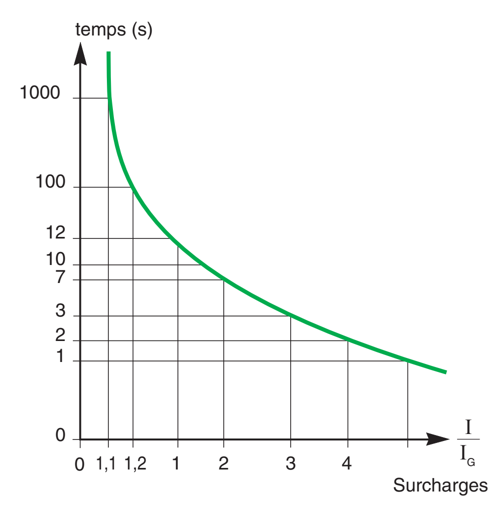


Fig. N3 : Exemple de courbe de surcharge t = f(I/In)

Protection contre les surcharges

La courbe de protection de l'alternateur doit être analysée (cf. **Fig. N3**).
Les normes ou les besoins des applications peuvent aussi imposer un régime spécifique de surcharge. Par exemple :

I/In	t
1,1	> 1 h
1,5	30 s

Les possibilités de réglages des protections surcharge (ou Long retard) doivent suivre au plus près ces impositions.

Note sur les surcharges

■ Pour des raisons économiques, le moteur thermique d'un groupe de Remplacement peut être strictement dimensionné pour sa puissance nominale. S'il y a une surcharge de puissance active, le moteur diesel cale.
Le bilan de puissance active des charges prioritaires doit le prendre en compte.

■ Un groupe de Production doit pouvoir supporter des surcharges d'exploitation :

□ surcharge pour une marche uni horaire,

□ surcharge pour une marche 1 h toutes les 12 h (régime unihoraire).

Protection contre les courts-circuits

Établissement du courant de court-circuit

Le courant de court-circuit est la somme :

■ d'un courant apériodique,

■ d'un courant sinusoïdal amorti.

L'équation du courant de court-circuit montre que celui-ci s'établit suivant trois phases (cf. **Fig. N4**)

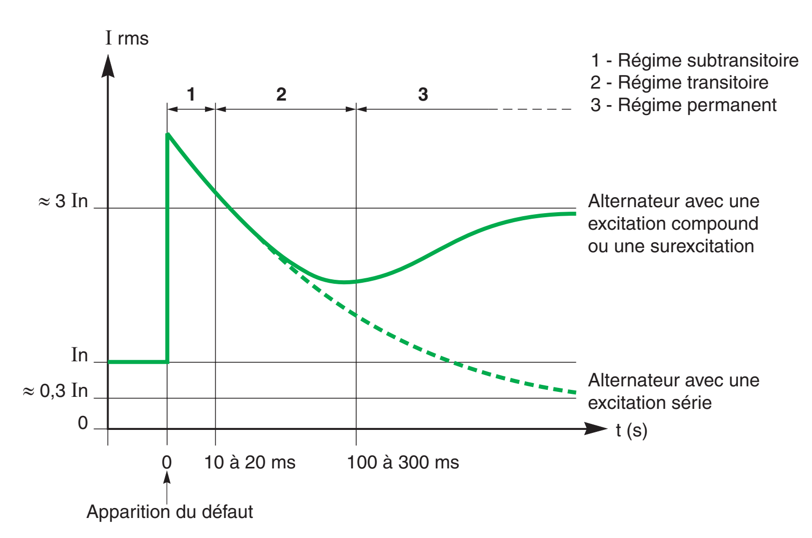


Fig. N4 : Niveau de courant de court-circuit pendant les 3 phases

■ Régime subtransitoire

A l'apparition d'un court-circuit aux bornes d'un alternateur, le courant s'établit d'abord à une valeur relativement élevée de l'ordre de 6 à 12 In pendant le premier cycle (0 à 20 milliseconde).

L'amplitude d'un tel courant de court circuit est définie par trois paramètres :

□ la réactance subtransitoire de l'alternateur,

□ le niveau d'excitation préalable à l'instant du défaut,

□ l'impédance du circuit en défaut.

L'impédance de court-circuit de l'alternateur à considérer est la réactance subtransitoire x"d exprimée en % de Uo (tension phase neutre) par le constructeur. La valeur typique est de 10 à 15 %.

On en déduit l'impédance de court-circuit subtransitoire de l'alternateur

$$X''d(ohms)=\frac{U_n^2 x''d}{100\ S} \quad \text{avec } S=\sqrt{3}\ Un.In$$



■ Régime transitoire

Le régime transitoire se situe de 100 à 500 ms après l'apparition du défaut. A partir de la valeur du courant de défaut de la période subtransitoire, le courant décroît jusqu'à 1,5 à 2 fois le courant In.
L'impédance de court-circuit à considérer pour cette période est la réactance transitoire x'd exprimée en % Uo par le constructeur. La valeur typique est de 20 à 30 %.

■ Régime permanent

Le régime permanent se situe au-delà de 500 ms. Lorsque le défaut persiste, la tension de sortie du groupe s'effondre, la régulation de l'excitatrice cherche à faire remonter cette tension de sortie. Il en résulte un courant de court-circuit entretenu stabilisé :

□ si l'excitation de l'alternateur n'augmente pas pendant un court-circuit (pas de surexcitation de champ), mais se maintient au niveau précédant le défaut, le courant se stabilise à une valeur qui est donnée par la réactance synchrone Xd de l'alternateur. La valeur typique de xd est supérieure à 200 %. De ce fait, le courant final sera inférieur au courant pleine charge de l'alternateur, en général de l'ordre de 0,5 In

□ si l'alternateur est équipé d'une excitation maximale de champ (forçage du champ) ou d'une excitation compound, la tension de "survoltage" de l'excitation fera augmenter le courant de défaut pendant 10 secondes habituellement à 2 à 3 fois le courant pleine charge de l'alternateur.

Calcul du courant de court-circuit

Les constructeurs précisent en général les valeurs des impédances et les constantes de temps nécessaires à l'analyse du fonctionnement en régime transitoire ou permanent (cf. **Fig. N5**).

(kVA)	75	200	400	800	1 600	2 500
x"d (subtransitoire)	10,5	10,4	12,9	10,5	18,8	19,1
x'd (transitoire)	21	15,6	19,4	18	33,8	30,2
xd (permanante)	280	291	358	280	404	292

Fig. N5 : Exemple de valeurs d'impédance (en %) selon des puissances d'alternateurs

Les résistances étant toujours négligeables devant les réactances, l'intensité de court-circuit en période transitoire, est donnée par :

$$I\,cc3 = \frac{Uo}{X'd}\,\frac{1}{\sqrt{3}} \quad \text{(X'd en ohm)}$$

ou

$$I\,cc3 = \frac{In}{X'd}\,100 \quad \text{(X'd en \%)}$$

Nota : Ces valeurs sont à rapprocher du courant de court-circuit aux bornes d'un transformateur : ainsi, pour une même puissance, les courants en cas de défaut proche d'un alternateur seront 5 à 6 fois plus faibles que ceux fournis par un transformateur.

Cette différence est encore accentuée par le fait que le groupe électrogène a en général une puissance inférieure à celle du transformateur (cf. **Fig. N6**).

Lorsque le réseau BT est alimenté par la source 1, Normal de 2000 kVA, le courant de court-circuit est de 42 kA au niveau du jeu de barres du TGBT. Lorsque le réseau BT est alimenté par la source 2, groupe de Remplacement de 500 kVA à réactance transitoire de 30 %, le courant de court-circuit s'établit à 2,5 kA environ soit à une valeur 16 fois plus faible qu'avec la source Normal.

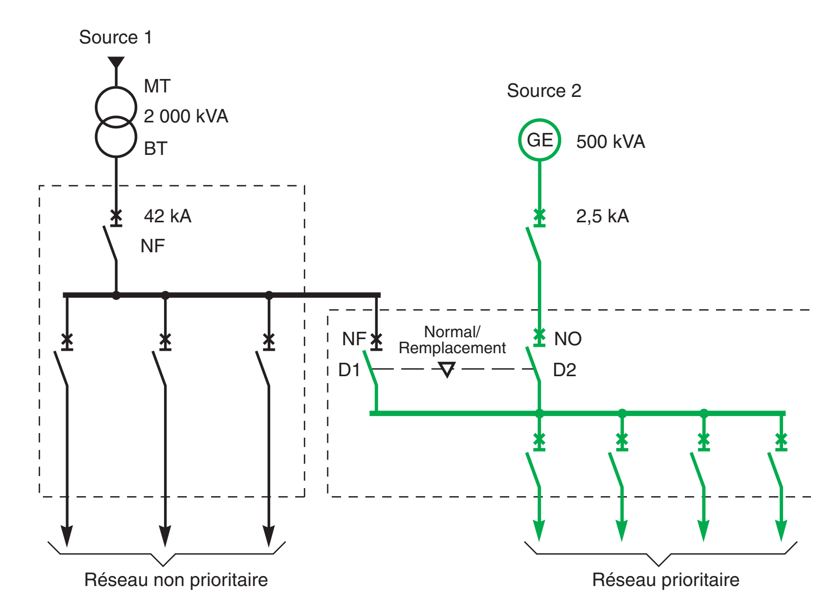


Fig. N6 : Exemple d'installation des circuits prioritaires alimentés en secours par un alternateur

1.2 Protection d'un réseau BT alimenté par un alternateur

Protections des circuits prioritaires

Choix du pouvoir de coupure

Il doit être systématiquement vérifié avec les caractéristiques de la source Normal (transformateur MT/BT).

Choix et réglage des protections contre les courts-circuits (protection magnétique ou Court retard)

■ Tableaux divisionnaires

Les protections des circuits divisionnaires et terminaux ont toujours des calibres faibles devant le courant assigné du groupe. De ce fait on retrouve, sauf cas particuliers, les conditions analogues à l'alimentation par le transformateur.

■ Tableau général basse tension (TGBT)

□ Le dimensionnement des protections des départs prioritaires est en général proche de celui du groupe. Le réglage des protections contre les courts-circuits devra tenir compte de la caractéristique de court-circuit du groupe (voir ci-avant paragraphe 1.2),

□ la sélectivité des protections sur les départs prioritaires est à assurer en fonctionnement sur le groupe (elle peut même être imposée réglementairement, pour les départs de sécurité). Il est nécessaire de vérifier le bon étagement du réglage des protections contre les courts-circuits des départs principaux avec celui des protections divisionnaires en aval (normalement réglées pour des circuits de distribution à 10 In).

Nota : en fonctionnement sur le groupe, l'utilisation de DDR basse sensibilité permet de gérer le défaut d'isolement et d'assurer la sélectivité de manière très simple.

Sécurité des personnes

En schéma IT (2ème défaut) et TN, la protection des personnes contre les contacts indirects est assurée par la protection des disjoncteurs contre les courants de court-circuit. Leur fonctionnement sur défaut doit être assuré, que l'installation soit alimentée par la source Normal (transformateur) ou par la source Remplacement (groupe).

Calcul du courant de défaut

Le courant Id de court-circuit (monophasé) phase neutre est donné par :

$$Id = \frac{Un\sqrt{3}}{2\ X'd + X'o}$$

avec

X'o = réactance homopolaire exprimée en Ω, la réactance homopolaire x'o exprimée en % de Uo a une valeur typique de 8 %.

X'd = réactance transitoire exprimée en Ω, la réactance transitoire x'd exprimée en % de Uo a une valeur typique de 30 %. (voir paragraphe 1.1).

Le courant de défaut d'isolement en système TN est légèrement supérieur au courant de défaut triphasé : par exemple, en cas de défaut d'isolement sur le schéma de l'exemple précédent (cf. Fig. N6), le courant de ce défaut est égal à 3 kA (au lieu de 2,5 kA pour Icc3).

1.3 Les fonctions de contrôle

Du fait des caractéristiques spécifiques de l'alternateur et de sa régulation, il est nécessaire lors de la mise en œuvre de charges particulières d'assurer le contrôle des paramètres de fonctionnement du groupe.

Un alternateur a un comportement différent de celui d'un transformateur :

- la puissance active qu'il fournit est optimisée pour un cos φ = 0,8,
- en deçà de cos φ = 0,8, l'alternateur par augmentation de son excitation peut fournir une partie de la puissance réactive.

Batteries de condensateurs

Un alternateur à vide branché sur une batterie de condensateurs peut « s'auto-amorcer » et monter en surtension (voir chapitre L paragraphe 7.2). Il faut donc déconnecter la batterie de condensateurs utilisée pour la régulation du facteur de puissance. Cette opération peut être réalisée en transmettant une consigne d'arrêt au régulateur de la batterie (s'il est connecté au système qui gère les permutations de sources) ou en ouvrant le disjoncteur alimentant la batterie de condensateurs. Si des condensateurs restent nécessaires, il ne faut pas dans ce cas utiliser la régulation du relais varmétrique (mauvais réglage et trop lent).

Redémarrage et ré-accélération des moteurs

Losqu'une installation fonctionne sur groupe et comporte un certain nombre de moteurs, il est nécessaire d'étudier l'incidence du démarrage simultané de tous les moteurs sur le fonctionnement du générateur. Un alternateur peut fournir au maximum en période transitoire un courant compris entre 3 et 5 fois son courant nominal. Un moteur absorbe au démarrage environ 6 In pendant 2 à 20 s. Si la somme des puissances des moteurs (Σ P moteurs) est importante, un démarrage simultané des charges entraîne un courant d'appel trop important qui peut être néfaste : chute de tension importante, du fait de la valeur élevée des réactances transitoire et subtransitoire du groupe (20 % à 30 %) d'où des risques :

- de non démarrage des moteurs,
- d'échauffement lié à l'allongement du temps de démarrage dû à la baisse de tension,
- de déclenchement des protections thermiques.

De plus le réseau et les actionneurs sont perturbés à cause de la chute de tension.

Application (cf. **Fig. N7**)

Un alternateur alimente un groupe de moteurs.
Caractéristiques de court-circuit de l'alternateur : Pn = 130 kVA à cos φ = 0,8,
In = 150 A
X''d = 20 % (par exemple), d'où Icc = 750 A.
La question : est-il possible d'alimenter plusieurs moteurs de puissance totale
Σ P = 45 kW ou 20 kW ?
C'est le calcul de la chute de tension au démarrage qui permet de répondre.

■ le Σ P moteurs est de 45 kW (soit 45 % puissance de l'alternateur).
Σ P moteurs = 45 kW, Im = 81 A, d'où un courant de démarrage Idm = 480 A
pendant 2 à 20 s.
La chute de tension sur le jeu de barres pour le démarrage simultané des moteurs se calcule à partir de l'équation :

$$\frac{\Delta U}{U} = \left(\frac{Id - In}{Icc - In}\right) \text{ en \%}$$

ΔU = 55 % qui n'est pas supportable pour les moteurs (non démarrage).

■ le Σ moteurs est de 20 kW (20 % puissance de l'alternateur).
Σ P moteurs = 20 kW, Im = 35 A, d'où un courant de démarrage Idm = 210 A
pendant 2 à 20 s.
Chute de tension sur le jeu de barres pour le démarrage simultané des moteurs :

$$\frac{\Delta U}{U} = \left(\frac{Id - In}{Icc - In}\right) \text{ en \%}$$

ΔU = 10 % qui est supportable mais important (dépendant du type de charge).

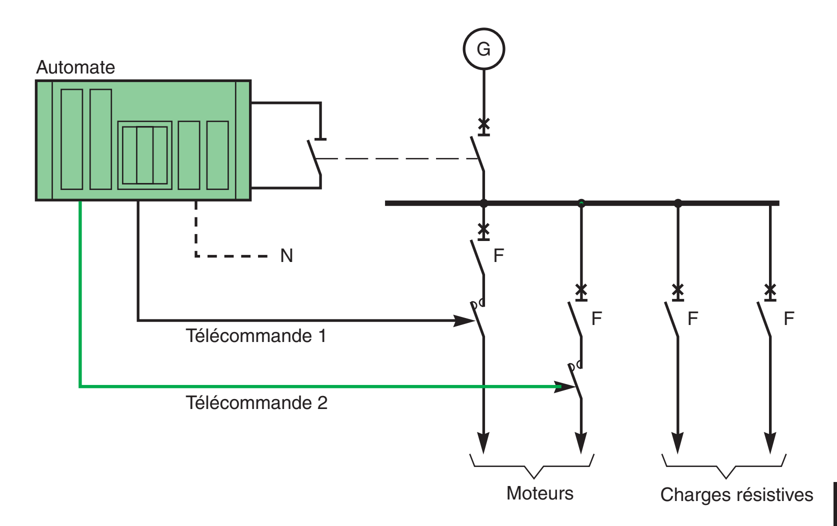


Fig. N7 : Redémarrage de moteurs prioritaires (ΣP > 1/3 Pn)

Conseils de redémarrage :

■ si la Pmax du moteur le plus important > $\frac{1}{3}$Pn, un démarreur progressif doit impérativement être installé sur ce moteur,

■ si Σ P moteurs > $\frac{1}{3}$Pn, le redémarrage en cascade des moteurs doit être géré par un automate,

■ si Σ P moteurs < $\frac{1}{3}$Pn, il n'y a pas de problèmes de redémarrage.

Charges non linéaires - Exemple d'une ASI

Charges non linéaires

Il s'agit principalement :
■ de circuits magnétiques saturés,
■ de lampes à décharges, lampes fluorescentes,
■ de convertisseurs électroniques,
■ de systèmes de traitements informatiques : PC, ordinateurs, etc.
Ces récepteurs génèrent des courants harmoniques : lorsqu'ils sont alimentés par un groupe, une distorsion en tension importante peut apparaître du fait de la faible puissance de court-circuit de l'alternateur.

Alimentation Sans Interruption -ASI- (cf. **Fig. N8**)

L'association ASI et groupe électrogène est la solution optimale pour assurer une alimentation de qualité à autonomie longue pour alimenter des charges sensibles.
Pour l'alternateur, l'ASI est aussi une charge non linéaire du fait de son redresseur d'entrée. A la permutation des sources, l'autonomie de l'ASI sur batterie doit permettre le démarrage et le couplage du groupe.

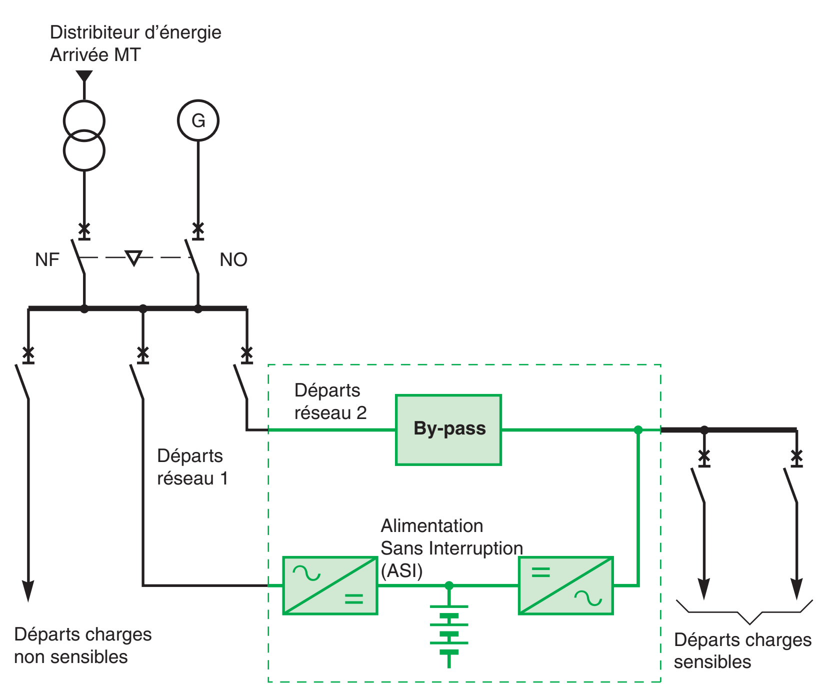
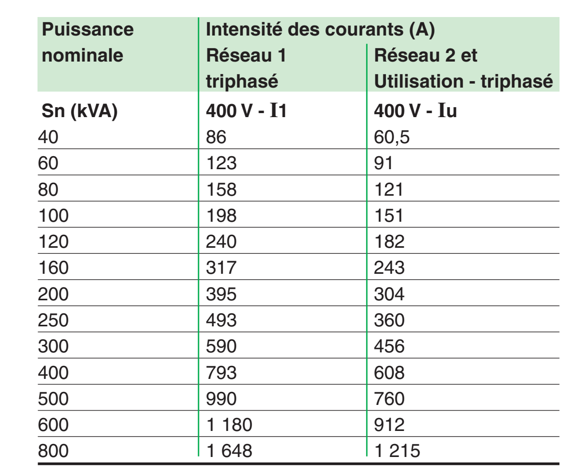


Fig. N8 : Association groupe (GE) et ASI pour une énergie de qualité

Puissance de l'ASI

La puissance appelée par une ASI doit prendre en compte :
■ la puissance nominale des charges en aval. C'est la somme des puissances apparentes Sa absorbées par chacune des utilisations. Par ailleurs, pour ne pas surdimensionner l'installation, les performances de surcharge de l'ASI doivent être prises en compte (par exemple : 1,5 In pendant 1 minute et 1,25 In pendant 10 minutes),
■ la puissance nécessaire à la recharge de la batterie : ce courant est proportionnel à l'autonomie souhaitée pour une puissance donnée. Le dimensionnement Sr d'une ASI est donnée par : Sr = 1,17 x Pn

Le tableau de la **Figure N9** définit les courants absorbés par le redresseur (réseau 1) et le réseau Secours (réseau 2) d'une ASI.



Puissance nominale	Intensité des courants (A)	
	Réseau 1 triphasé	Réseau 2 et Utilisation - triphasé
Sn (kVA)	**400 V - I1**	**400 V - Iu**
40	86	60,5
60	123	91
80	158	121
100	198	151
120	240	182
160	317	243
200	395	304
250	493	360
300	590	456
400	793	608
500	990	760
600	1 180	912
800	1 648	1 215

Fig. N9 : Courants absorbés par l'ASI sur le réseau 1 (redresseur/batterie) et sur le réseau 2

Association groupe (GE) /ASI

■ Redémarrage du redresseur sur groupe

Le redresseur de l'ASI peut être équipé d'un système de démarrage progressif du chargeur pour éviter les appels de courant dommageables lors de la reprise de l'installation par le groupe (cf. **Fig. N10**).

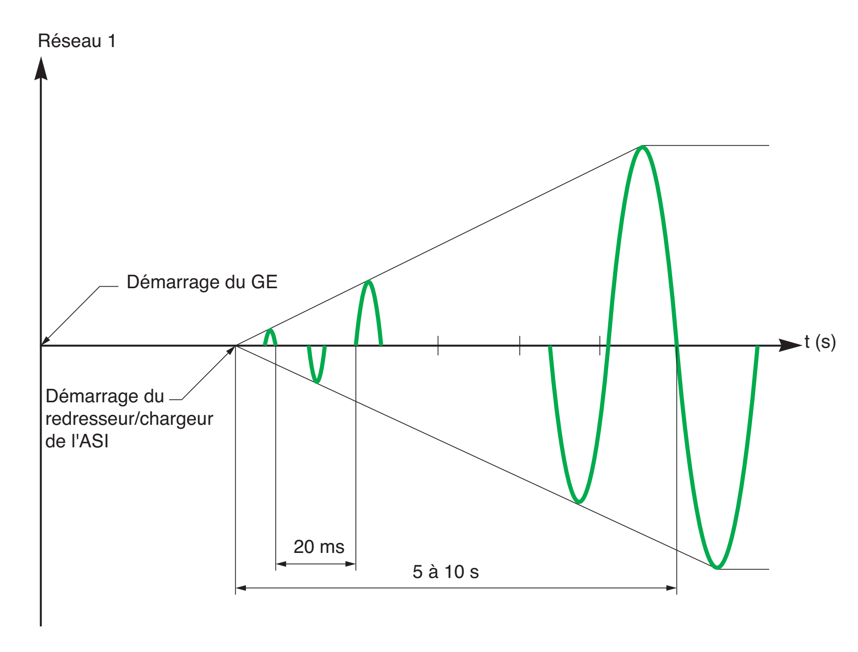


Fig. N10 : démarrage progressif du redresseur/chargeur d'une ASI

■ Harmoniques et distorsion de tension

Le taux de distorsion τ en tension est définie par :

$$\tau\,(\%) = \frac{\sqrt{\Sigma U_h^2}}{U_1}$$

avec Uh harmonique de tension de rang h.

Ce taux dépend :

□ des courants harmoniques générés par le redresseur (ils sont proportionnels à la puissance Sr du redresseur),

□ de la réactance subtransitoire X"d de l'alternateur,

□ de la puissance Sg de l'alternateur.

On définit $U'Rcc(\%) = X''d\frac{Sr}{Sg}$ tension de court-circuit relative de l'alternateur, ramenée à la puissance du redresseur, soit τ = f (U'Rcc).

Note 1 : la réactance subtransitoire étant importante, le taux de distorsion est généralement trop important par rapport au taux toléré (soit 7 à 8 %) pour un dimensionnement économique raisonnable de l'alternateur : l'utilisation de filtre est la solution adaptée et économique.

Note 2 : la distorsion harmonique n'est pas gênante pour le redresseur mais peut l'être pour les autres charges alimentées en parallèle du redresseur.

Application

En fait on utilise un abaque pour trouver le taux de distorsion en fonction de U'Rcc (cf. **Fig. N11**).

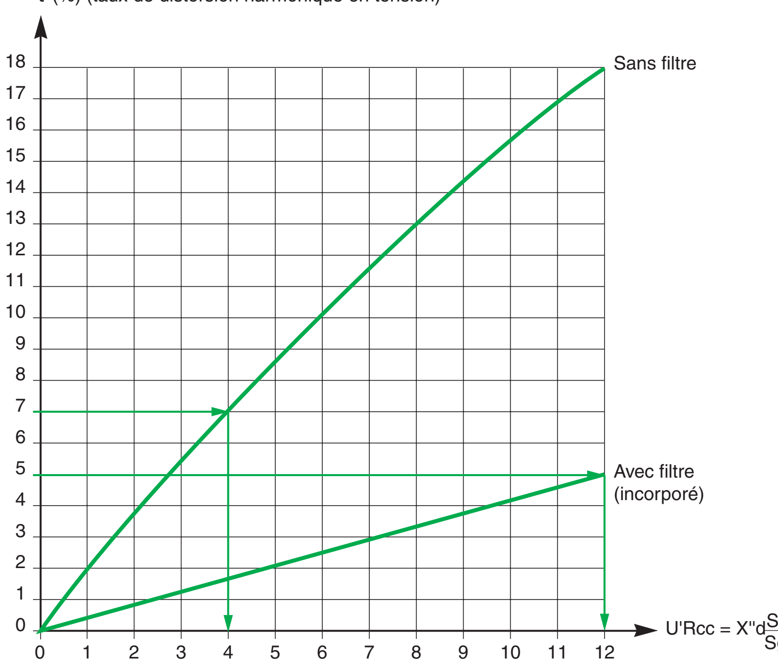


Fig. N11 : Abaque de calcul du taux de distorsion

L'abaque donne :

- soit τ en fonction de U'Rcc,
- soit U'Rcc en fonction de τ d'où on déduit le dimensionnement du groupe, Sg.

Exemple : dimensionnement de l'alternateur

- ASI sans filtre de 300 kVA, réactance subtransitoire de 15 %,

La puissance Sr du redresseur est Sr = 1,17 x 300 kVA = 351 kVA

Pour un τ < 7 %, l'abaque donne U'Rcc = 4 %, la puissance Sg est :

$$Sg = 351 \times \frac{15}{4} \approx 1400 \text{ kVA}$$

- ASI avec filtre de 300 kVA, réactance subtransitoire de 15 %

Pour τ = 5 %, le calcul donne U'Rcc = 12 %, la puissance Sg est :

$$Sg = 351 \times \frac{15}{12} \approx 500 \text{ kVA}$$

Note : avec un transformateur en amont de 630 kVA sur l'ASI sans filtre de 300 kVA, le taux de 5 % serait obtenu.

Il ressort qu'un fonctionnement sur groupe doit être en permanence contrôlé à cause des courants harmoniques générés.

S'il s'avère que le taux de distorsion de tension généré est trop important, l'utilisation de filtre sur le réseau est la solution la plus efficace pour le ramener à des valeurs tolérables par les charges sensibles.

1.4 Mise en parallèle de groupes (-GE-)

La mise en parallèle de groupes électrogènes -GE- quel que soit le type d'application - source de Sécurité, de Remplacement ou de Production - nécessite une gestion plus fine du couplage c'est-à-dire un complément des fonctions de contrôle.

Fonctionnement en parallèle

Lorsque des groupes alimentent en parallèle une même charge, il est nécessaire de bien les synchroniser (tension, fréquence) et de bien équilibrer la répartition des charges. Cette fonction est réalisée par la régulation de chaque groupe (du moteur et de l'excitation). Le contrôle des paramètres (fréquence, tension) se fait avant couplage et ce n'est que lorsque les valeurs de ces paramètres sont correctes que le couplage peut être effectué.

Défauts d'isolement (cf. **Fig. N12**)

Un défaut d'isolement à l'intérieur de la carcasse métallique d'un alternateur risque de l'endommager gravement car il peut être analogue à un court-circuit phase-neutre. Le défaut doit être détecté et éliminé rapidement sinon les autres alternateurs vont débiter dans ce défaut et leurs protections déclencher par surcharge : la continuité de service de l'installation ne sera plus assurée. Une protection Terre (en anglais Ground Fault Protection -GFP-) intégrée dans les circuits des alternateurs permet :

- de les découpler rapidement lors d'un défaut et de préserver la continuité de service,
- d'agir simultanément au niveau de leurs circuits de commande pour arrêter les groupes et ainsi diminuer les risques de dégradation.

Cette protection GFP est de type "Residual sensing" à installer au plus près de la protection suivant un schéma TN-C/TN-S (1) au niveau de chaque groupe générateur avec mise à la terre des masses par un PE séparé. Ce type de protection est généralement appelé plus précisément « Restricted Earth Fault ».

Fig. N12 : Défaut d'isolement à l'intérieur d'un alternateur

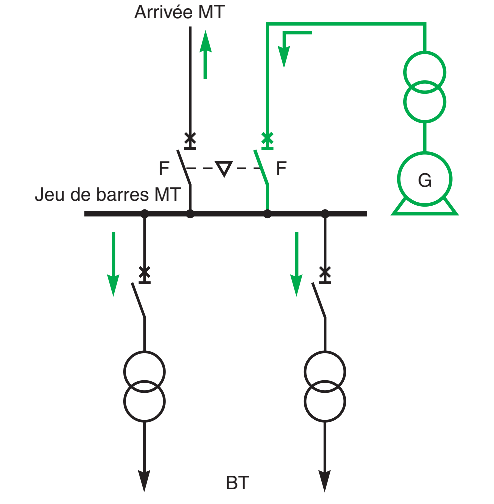


Fig. N13 : Sens du transfert de l'énergie = GE en générateur

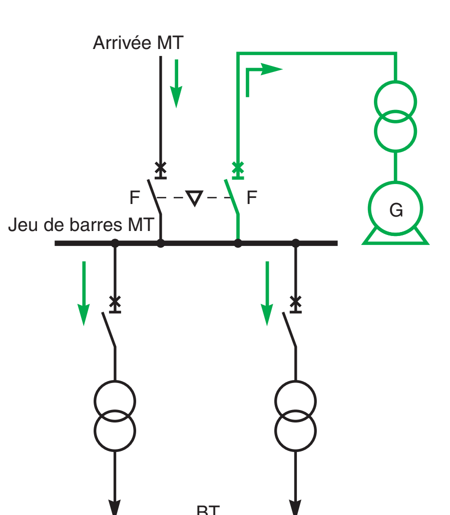


Fig. N14 : Sens du transfert de l'énergie = GE en récepteur

Groupe (GE) fonctionnant en récepteur (cf. **Fig. N13** et **Fig N14**)

Un des groupes en parallèle peut ne plus fonctionner en générateur mais en moteur (par perte de son excitation par exemple) ce qui peut générer la surcharge du ou des autres groupes et, donc, la mise hors service de l'installation électrique.

Afin de vérifier que le groupe fournit bien une puissance à l'installation (fonctionnement en générateur), il est nécessaire de vérifier le bon sens d'écoulement de l'énergie sur le jeu de barres du couplage par une fonction de contrôle spécifique "retour de puissance". En cas de défaut – c'est-à-dire fonctionnement du groupe en moteur -, cette fonction permet d'éliminer le groupe défectueux.

Mise à la terre de groupes (GE) couplés en parallèle

La mise à la terre de groupes couplés peut conduire à des circulations de courants homopolaires (harmoniques 3 et multiples de 3), par le couplage des conducteurs de neutre utilisés pour la mise à la terre commune (SLT de type TN ou TT). C'est pourquoi pour éviter ces courants de circulation entre les groupes, il est préconisé de mettre une résistance de découplage dans le circuit de terre.

(1) Le schéma est en TN-C pour les groupes vus comme "générateur" et en TN-S pour les groupes vus comme "récepteur".

2 Les alimentations sans interruption -ASI-

2.1 Disponibilité et qualité de l'énergie électrique

Les pertubations du réseau ont des conséquences possibles sur :
- la sécurité des personnes,
- la sécurité des biens,
- les objectifs économiques d'exploitation.

Il est donc souhaitable de les éliminer.

Diverses solutions techniques contribuent à cet objectif de façon plus ou moins complète. Ces solutions peuvent être comparées suivant deux critères d'appréciation :
- disponibilité de l'énergie fournie,
- qualité de cette énergie.

La disponibilité de l'énergie électrique est la permanence de l'énergie aux bornes des récepteurs. Elle est essentiellement liée aux coupures possibles de l'alimentation par suite de défaillance du réseau ou de défaut.
Plusieurs choix techniques contribuent partiellement à limiter ce risque :
- division des installations de façon à utiliser plusieurs sources d'alimentation distinctes de préférence à une seule,
- subdivision des circuits en prioritaires et non prioritaires avec reprise de l'alimentation des circuits prioritaires par une autre source disponible,
- délestage éventuel permettant d'utiliser une puissance réduite disponible en secours,
- choix du système des liaisons à la terre adapté aux objectifs de continuité de service (ex : régime IT),
- sélectivité des protections pour limiter l'incidence des défauts à une portion de l'installation.

Mais la seule façon de garantir la disponibilité de l'énergie vis-à-vis des coupures du réseau est de disposer d'une source de remplacement autonome, au moins pour les applications prioritaires (cf. **Fig. N15**).

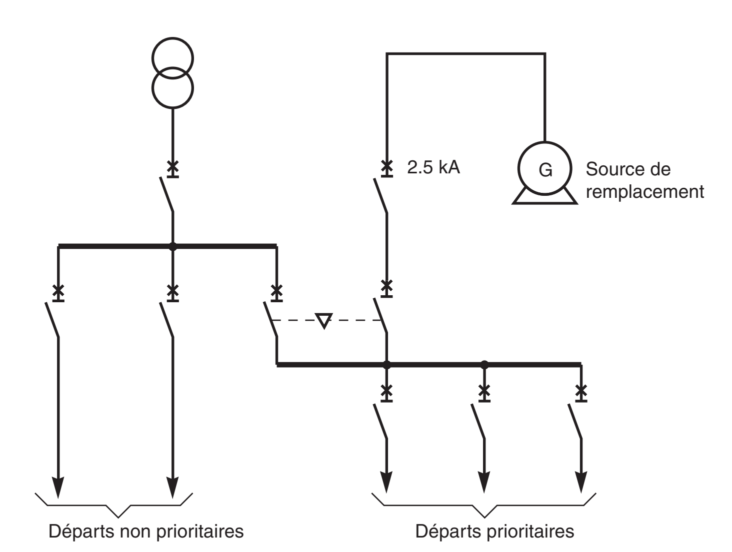


Fig. N15 : Source de remplacement autonome

Ce type de source se substitue au réseau, mais nécessite de prendre en compte :
- le temps de permutation (mis pour se substituer au réseau) dont la valeur doit être acceptable par la charge,
- l'autonomie de la source, c'est-à-dire le temps pendant lequel elle peut alimenter la charge.

La qualité de l'énergie électrique dépend de l'élimination plus ou moins complète des perturbations aux bornes des récepteurs.

Une source de remplacement permet d'assurer la disponibilité de l'énergie électrique aux bornes des récepteurs, mais ne garantit pas, selon le type de source retenu, la qualité de l'énergie fournie vis-à-vis de ces perturbations. Or, de nombreuses applications électroniques sensibles nécessitent une alimentation en énergie électrique exempte de ces perturbations, a fortiori de coupures, et ayant des tolérances de fluctuation autour des valeurs nominales plus strictes que celles du réseau. C'est le cas, par exemple, de centres informatiques, de centraux

téléphoniques, ou de certains systèmes de contrôle-commande de processus industriels. Pour ces applications, il faut donc concilier les impératifs de disponibilité et de qualité de l'énergie électrique.

La solution ASI

Pour alimenter ces applications, la solution consiste à insérer, entre le réseau d'alimentation et les charges sensibles, un équipement d'interface qui délivre une tension :

- épurée de toutes les perturbations du réseau, dans des tolérances strictes requises par les charges,
- disponible en cas de coupure du réseau dans ces tolérances.

Cette fonction de production d'une énergie fiabilisée est réalisée par les ASI (Alimentations Sans Interruption), couramment dénommées «onduleurs», qui concilient les impératifs de disponibilité et qualité de l'énergie en :

- délivrant à la charge une tension dans des tolérances strictes, grâce à une ASI,
- se comportant comme une source de remplacement autonome grâce à une batterie d'accumulateurs,
- se substituant au réseau sans temps de permutation, donc sans microcoupure pour la charge, grâce à un contacteur statique.

Ces caractéristiques font des ASI la source d'alimentation par excellence de toutes les applications sensibles auxquelles elles apportent une énergie fiabilisée quel que soit l'état du réseau.

Une ASI comprend schématiquement les équipements suivants :

- redresseur-chargeur, qui produit un courant continu qui charge une batterie et alimente un onduleur,
- onduleur (élément électronique d'une ASI qui transforme le courant continu en courant alternatif), qui produit une énergie de qualité, c'est-à-dire :
  - épurée de toutes les perturbations du réseau, et notamment de toutes les microcoupures,
  - dans des tolérances compatibles avec les exigences des appareils électroniques sensibles (pour la gamme Galaxy, la tolérance d'amplitude est de ±0,5 % et la tolérance de fréquence de ±1 %, contre ±10 % et ±5 % pour les réseaux, soit des facteurs d'amélioration de 20 et 5),
- batterie, qui procure une autonomie de fonctionnement suffisante (8 min à 1 h et plus) pour assurer la sécurité des personnes et de l'exploitation en se substituant si besoin au réseau,
- contacteur statique, dispositif à semi-conducteur qui permet de commuter la charge sans temps de coupure de l'onduleur sur le réseau et vice versa.

2.2 Types d'ASI

Les types d'ASI statiques sont définis par la norme CEI 62040 qui distingue les ASI fonctionnant en :

- attente passive (en anglais : passive stand-by, parfois aussi : off-line),
- interaction avec le réseau (en anglais : line-interactive),
- double conversion (en anglais : double conversion, parfois aussi : on-line).

Cette typologie fait intervenir le fonctionnement des ASI par rapport au réseau, terme qui recouvre en fait l'organisation de la distribution en amont de l'ASI.

La norme CEI 62040 définit la terminologie suivante pour le réseau :

- réseau source : réseau dont la puissance est normalement disponible de façon continue, habituellement fournie par une compagnie de distribution électrique, mais parfois par la propre station de production d'énergie de l'opérateur,
- réseau secours : réseau prévu pour remplacer le réseau source en cas de défaillance de celui-ci,
- réseau bypass : réseau dont la puissance est fournie à travers le bypass.

Pratiquement, une ASI dispose en général de deux entrées qui sont notées "Réseau 1" et "Réseau 2" dans la suite de ce chapitre.

- L'entrée Réseau 1 est alimentée par le réseau source, en pratique par un câble tiré depuis un départ du réseau amont de distribution publique ou privée.
- L'entrée Réseau 2 est alimentée par le réseau secours, en pratique par un câble tiré d'un départ du réseau amont distinct de celui alimentant l'entrée Réseau 1, ce départ pouvant être secouru (ex : groupe électrogène, autre ASI, etc.). Lorsqu'il n'existe pas de réseau secours disponible, l'entrée Réseau 2 est alimentée par le réseau source (dédoublement du câble de l'entrée Réseau 1). L'entrée Réseau 2 est aussi utilisée pour alimenter le circuit bypass de l'ASI lorsqu'il existe. Ainsi, le bypass sera alimenté par le réseau secours ou le réseau source, selon la disponibilité ou non d'un réseau secours.

ASI fonctionnant en attente passive (passive stand-by ou off-line)

Principe de fonctionnement

L'ASI intervient en parallèle et en secours du réseau (cf. **Fig. N16**).

■ Mode normal

La charge est alimentée par le réseau, via un filtre qui élimine certaines perturbations et peut réaliser une régulation de la tension (la norme parle de "dispositifs additionnels de conditionnement"). L'ASI est en attente passive.

■ Mode autonomie

Lorsque la tension alternative du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance de ce réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge après un temps de permutation très court (< 10 ms). L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.

Utilisation

Cette configuration résulte en fait d'un compromis entre un niveau acceptable de protection contre les perturbations et le coût correspondant. Elle n'est utilisable qu'avec de faibles puissances (< 2 kVA). D'autre part, fonctionnant sans véritable contacteur statique, elle fait intervenir un temps de basculement sur l'onduleur. Ce temps est acceptable pour certaines applications unitaires, mais incompatible avec les performances requises par des ensembles plus complexes et sensibles (gros centres informatiques, centraux téléphoniques, etc.). En outre, la fréquence de sortie n'est pas régulée et il n'y a pas de bypass.

Nota : en mode normal, la puissance de la charge ne transitant pas par l'onduleur, ce type d'ASI est parfois appelé "off-line". Ce terme est impropre, car il signifie aussi "non alimenté par le réseau" alors qu'en fait la charge est principalement alimentée par le réseau en mode normal. C'est pourquoi la norme CEI 62040 recommande de lui préférer "en attente passive".

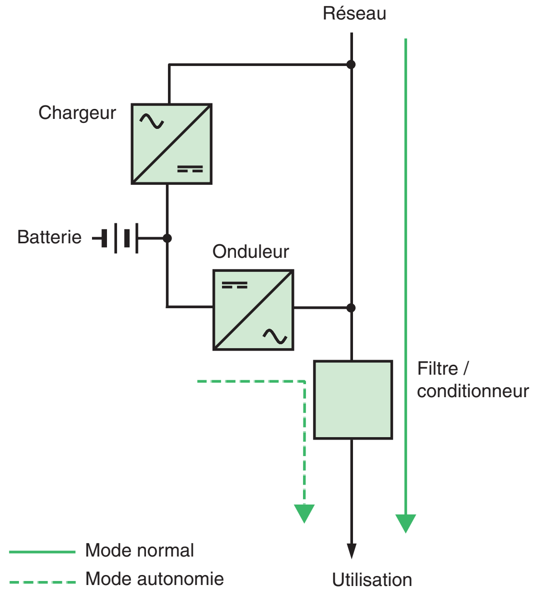


Fig. N16 : ASI fonctionnant en attente passive

ASI fonctionnant en interaction avec le réseau (line interactive)

Principe de fonctionnement

L'ASI intervient en parallèle et en secours du réseau mais assure aussi la charge de la batterie. Il interagit de ce fait avec le réseau par un fonctionnement réversible (cf. **Fig. N17**).

■ Mode normal

La charge est alimentée par le réseau conditionné constitué par le réseau en parallèle avec l'ASI. Cette ASI est en fonctionnement permanent afin de conditionner la puissance de sortie et/ou d'assurer la recharge de la batterie.

La fréquence de sortie est dépendante de la fréquence du réseau.

■ Mode autonomie

Lorsque la tension du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance du réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge après un transfert sans coupure grâce à un contacteur statique. Ce dernier déconnecte également l'alimentation d'entrée pour éviter un retour d'alimentation depuis l'onduleur. L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.

■ Mode bypass

Ce type d'ASI peut comporter un bypass. En cas de défaillance d'une des fonctions de l'ASI, l'alimentation de la charge peut être alors transférée sur l'entrée 2 via le bypass (alimentation par le réseau source ou secours selon l'installation).

Utilisation

Cette configuration est mal adaptée à la régulation de charge sensible en moyenne et forte puissance car ne permettant pas de régulation de la fréquence.

Elle reste de ce fait marginale dans le domaine des moyennes et fortes puissances.

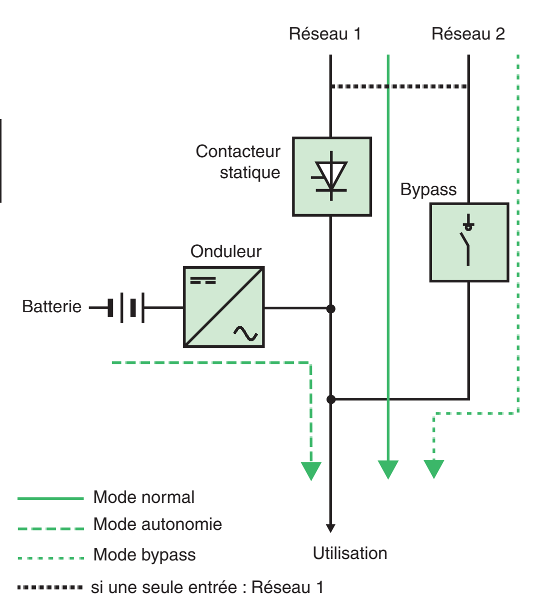


Fig. N17 : ASI en interaction avec le réseau

ASI fonctionnant en double conversion (ou on-line)

Principe de fonctionnement

L'onduleur est inséré en série entre le réseau et l'application.

■ Mode normal

La puissance fournie à la charge transite par la chaîne convertisseur-chargeur-onduleur qui réalise une double conversion allternatif-continu-alternatif, d'où la dénomination utilisée.

■ Mode autonomie

Lorsque la tension alternative du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance de ce réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge, après un transfert sans coupure grâce

à un contacteur statique. L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.

■ Mode bypass

Ce type d'ASI comporte en général un bypass statique, le plus souvent appelé contacteur statique (cf. **Fig. N18**).

L'alimentation de la charge peut alors être transférée sans coupure sur l'entrée 2 via le bypass (alimentation par le réseau source ou le réseau secours selon l'installation) dans les cas suivants :

□ défaillance de l'ASI,

□ transitoire de courant de charge (courant d'appel ou d'élimination de défaut) ;

□ pointes de charge.

Toutefois l'adjonction d'un bypass suppose des fréquences d'entrée et de sortie identiques et, si les niveaux de tension sont différents, un transformateur de bypass doit être prévu. Pour certaines charges, il faut synchroniser l'ASI avec le réseau d'alimentation du bypass pour maintenir la permanence de l'alimentation dans de bonnes conditions. Par ailleurs, en mode bypass une perturbation du réseau d'entrée peut se répercuter sur l'utilisation, puisque l'onduleur n'intervient plus.

Nota : une autre voie de bypass, appelée souvent bypass de maintenance, est prévue pour pouvoir réaliser la maintenance. Sa fermeture est commandée par un interrupteur manuel.

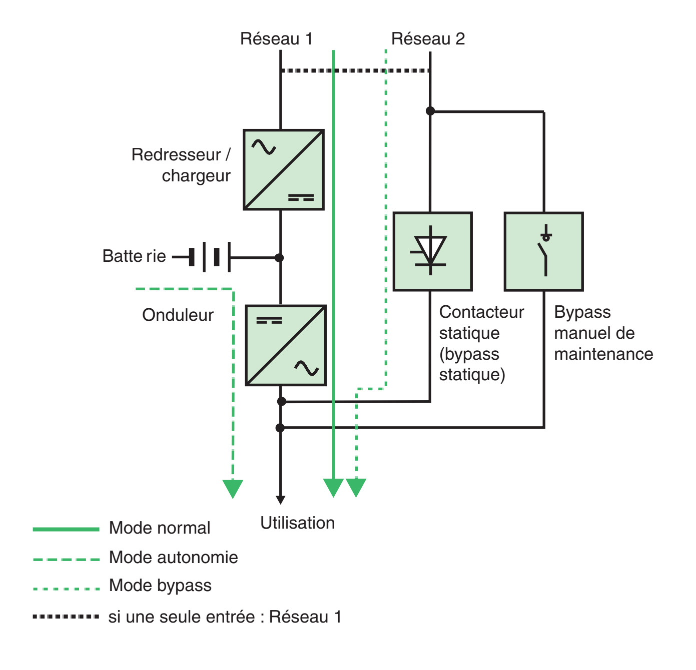


Fig. N18 : ASI en double conversion

Utilisation

Dans cette configuration, il n'y a pas de temps de permutation lors des transferts de la charge sur onduleur du fait de la présence d'un contacteur statique.
Cette configuration permet aussi à la tension et à la fréquence de sortie d'être indépendantes des conditions de la tension et de la fréquence d'entrée. Ceci permet à l'ASI, lorsqu'elle est conçue pour, de fonctionner en convertisseur de fréquence.
C'est la principale configuration utilisée pour les moyennes et fortes puissances (à partir de 10 kVA). C'est celle qui sera envisagée dans la suite de ce chapitre.

Nota : ce type d'ASI est souvent appelé "on-line", signifiant que la charge est alimentée en permanence par l'onduleur indépendamment des conditions du réseau d'entrée. Ce terme est impropre, car il signifie aussi "sur réseau" alors qu'en fait la charge est alimentée par la chaîne de double conversion redresseur-chargeur-onduleur. C'est pourquoi la norme CEI 62040 recommande de lui préférer "double conversion".

2.3 Batteries

Choix du type

Une batterie est faite à partir d'éléments qui sont raccordés en série.

On distingue deux principales familles de batteries :
- les batteries au plomb,
- les batteries au nickel-cadmium.

Elles peuvent être constituées de deux types d'éléments :
- éléments ouverts (batteries au plomb-antimoine), pourvus d'orifices qui permettent :
  - de libérer dans l'atmosphère l'oxygène et l'hydrogène produits lors des différentes réactions chimiques,
  - de rétablir la réserve d'électrolyte par adjonction d'eau distillée ou déminéralisée.
- éléments à recombinaison (batteries au plomb-cadmium, plomb pur, plomb-étain) dont le taux de recombinaison des gaz au moins égal à 95 % ne nécessitent pas d'adjonction d'eau pendant l'exploitation.

Par extension, batteries ouvertes ou à recombinaison sont des dénominations plus courantes (ces dernières sont d'ailleurs souvent appelées "batteries étanches").

Les principaux types de batteries utilisés en association avec les ASI sont :
- étanches au plomb, dans 95 % des cas, car faciles à maintenir et ne nécessitant pas de local spécifique,
- ouvertes au plomb,
- ouvertes au nickel-cadmium.

Ces 3 types de batterie peuvent être proposés, suivant les impératifs économiques et d'exploitation de l'installation, avec différentes durées de vie.

La puissance et l'autonomie peuvent être adaptées à la demande. Les batteries proposées bénéficient en outre d'une parfaite maîtrise du couple onduleur/batterie, résultat d'un travail en partenariat entre les constructeurs d'ASI, tel Schneider Electric, et les fabricants de batteries.

Choix de l'autonomie

Le choix dépend :
- de la durée moyenne des défaillances du réseau d'alimentation,
- des moyens éventuels de secours à long terme (groupe électrogène, etc.),
- du type d'application.

Les diverses gammes proposent :
- des autonomies en standard de 10, 15 ou 30 minutes,
- des autonomies à la carte.

Ce choix obéit aux règles générales suivantes :
- dans une installation informatique
L'autonomie de la batterie doit être suffisante pour couvrir la durée des procédures d'arrêt et de sauvegarde nécessaires à un arrêt volontaire et "propre" de l'exploitation. C'est en général le service informatique qui détermine la valeur d'autonomie en fonction de ses contraintes.
- pour un processus industriel
Le calcul de l'autonomie doit prendre en compte le coût économique lié à une interruption du process et le temps de redémarrage de l'installation.

Tableau de choix

La Figure N19 résume les principales caractéristiques des divers types de batteries.
De plus en plus, les batteries à recombinaison semblent s'imposer pour les raisons suivantes :

- pas d'entretien,
- mise en œuvre facile,
- installation dans tout type de locaux (salles informatiques, locaux techniques non aménagés, etc.).

Dans certains cas cependant, les batteries ouvertes sont à privilégier, notamment pour obtenir :

- une durée de vie prolongée,
- de longues autonomies,
- de très fortes puissances.

Les batteries ouvertes doivent être installées dans des locaux aménagés répondant à une réglementation précise et nécessitent une maintenance adaptée(1).

	Durée de vie	Compacité	Tolérance en température de fonctionnement	fréquence des entretiens	nécessité d'un local spécifique	Coût
Plomb étanche	5 ou 10 ans	+	+	Faible	Non	Moyen
Plomb ouvert	5 ou 10 ans	+	++	Moyenne	Oui	Faible
Nickel-cadmium	5 ou 10 ans	++	+++	Élevée	Non	Elevé

Fig. N19 : Principales caractéristiques des divers types de batteries

Modes d'installation

Divers modes d'installation sont possibles.
Dans la gamme des ASI Schneider Electric, suivant la puissance et l'autonomie de la batterie, celle-ci est :

- à recombinaison et intégrée dans la cellule onduleur,
- à recombinaison et répartie dans une, deux ou trois armoires,
- ouverte ou à recombinaison et installée dans des locaux spécifiques ; dans ce cas, le mode d'installation peut être
  - en étagères (cf. **Fig. N20**), possible pour les batteries étanches ou ouvertes sans entretien qui ne nécessitent pas de remise à niveau de leur électrolyte,
  - en gradins (cf. **Fig. N21**), ce mode convient pour tout type de batterie, en particulier pour les batteries ouvertes, car il facilite la vérification des niveaux et le remplissage,

Le mode de pose en armoire (cf. **Fig. N22**), réservé aux batteries étanches est simple à mettre en œuvre, et offre une sécurité maximale.

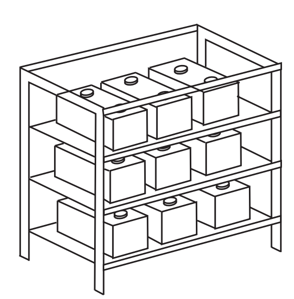


Fig. N20 : Batteries en étagères

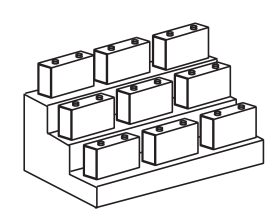


Fig. N21 : Batteries en gradins

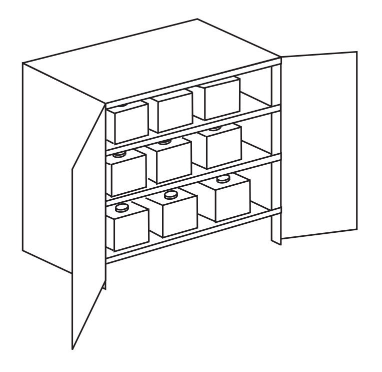


Fig. N22 : Batteries en armoire

(1) La norme française NF C15-100 § 554 précise les conditions d'aménagement des locaux : qualification du personnel, ventilation du local, mise en œuvre d'un plancher de service, etc.

2.4 Les schémas des liaisons à la terre des installations avec ASI

L'application des mesures exigées par les normes aux réseaux comportant une ASI nécessite de prendre des précautions.

■ L'ASI joue le double rôle de
□ récepteur pour le réseau amont,
□ source d'énergie pour le réseau aval.

■ Lorsque la batterie n'est pas installée en armoire, un défaut d'isolement sur le réseau continu peut entraîner la circulation d'une composante différentielle continue.

Cette composante est susceptible de perturber le fonctionnement de certaines protections, notamment des différentiels utilisés dans le cadre des mesures de protection des personnes.

Protection contre les contacts directs

Les prescriptions applicables sont satisfaites pour toutes les installations dont l'équipement est installé dans une armoire ayant un degré de protection IP20 (cf. Chapitre E paragraphe 3.4).

Quand les batteries sont installées sur des étagères ou sur des gradins dans une local spécifiquement aménagé, des mesures réglementaires strictes sont à appliquer.

Protection contre les contacts indirects (cf. **Fig. N23**)

Type de SLT	Schéma IT	Schéma TT	Schéma TN
Technique d'exploitation	■ Signalisation du 1er défaut d'isolement ■ Recherche et élimination du 1er défaut ■ Coupure au 2e défaut	■ Coupure au 1er défaut d'isolement	■ Coupure au 1er défaut d'isolement
Technique de protection des personnes	■ Interconnexion et mise à la terre des masses ■ surveillance du 1er défaut par contrôleur permanent d'isolement (CPI) ■ Coupure au 2e défaut (disjoncteur ou fusibles)	■ Mise à la terre des masses associée à l'emploi de dispositifs différentiels ■ Coupure au 1er défaut par détection du courant de fuite	■ Interconnexion et mise à la terre des masses et du neutre impératives ■ Coupure au 1er défaut par surintensité (disjoncteur ou fusible)
Avantages et inconvénients	■ Solution assurant la meilleure continuité de service (signalisation du 1er défaut) ■ Nécessité d'un personnel de surveillance compétent (recherche du 1er défaut)	■ Solution la plus simple à l'étude et à l'installation ■ Pas de surveillance permanente de l'isolement ■ Mais chaque défaut amène une coupure de l'élément concerné	■ Solution économique à l'installation ■ Délicate à l'étude (difficulté de calcul des impédances de boucle) ■ Personnel d'exploitation compétent ■ Circulation de forts courants de défaut

Fig. N23 : Principales caractéristiques des schémas des liaisons à la terre (SLT)

Remarque : le schéma TN-S est le plus souvent recommandé dans le cas d'alimentation de systèmes informatiques.

Points essentiels à vérifier pour les ASI

La **Figure N24** montre tous les points essentiels à interconnecter ainsi que les dispositifs à installer (transformateurs, dispositifs différentiels, etc.) pour assurer la conformité de l'installation avec les normes de sécurité.

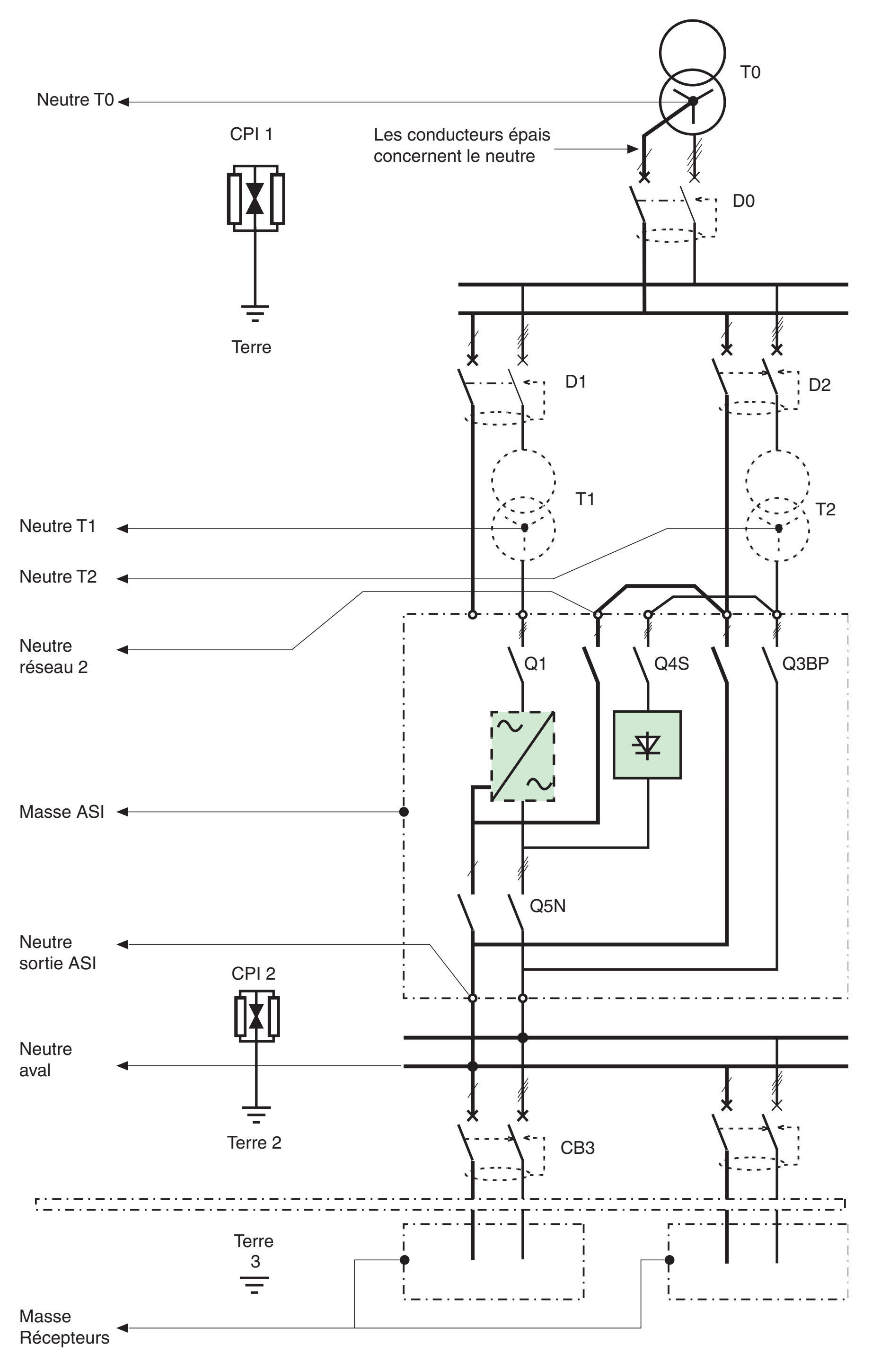


Fig. N24 : Les points essentiels à connecter dans les schémas de liaison à la terre

2.5 Protection de l'installation

Le calcul de l'installation doit être fait en fonction des règles d'installation en vigueur (voir chapitre G). Ce paragraphe précise les réglages particuliers des protections dans le cadre d'une alimentation par une ASI. Les disjoncteurs ont un rôle essentiel dans une installation, mais leur importance n'apparaît le plus souvent que lors de phénomènes accidentels et peu fréquents. Le meilleur calcul d'ASI et le meilleur choix de configuration peuvent être compromis par une erreur dans la détermination d'un seul disjoncteur.

Choix des disjoncteurs

La **Figure N25** résume les étapes conduisant au choix des disjoncteurs.

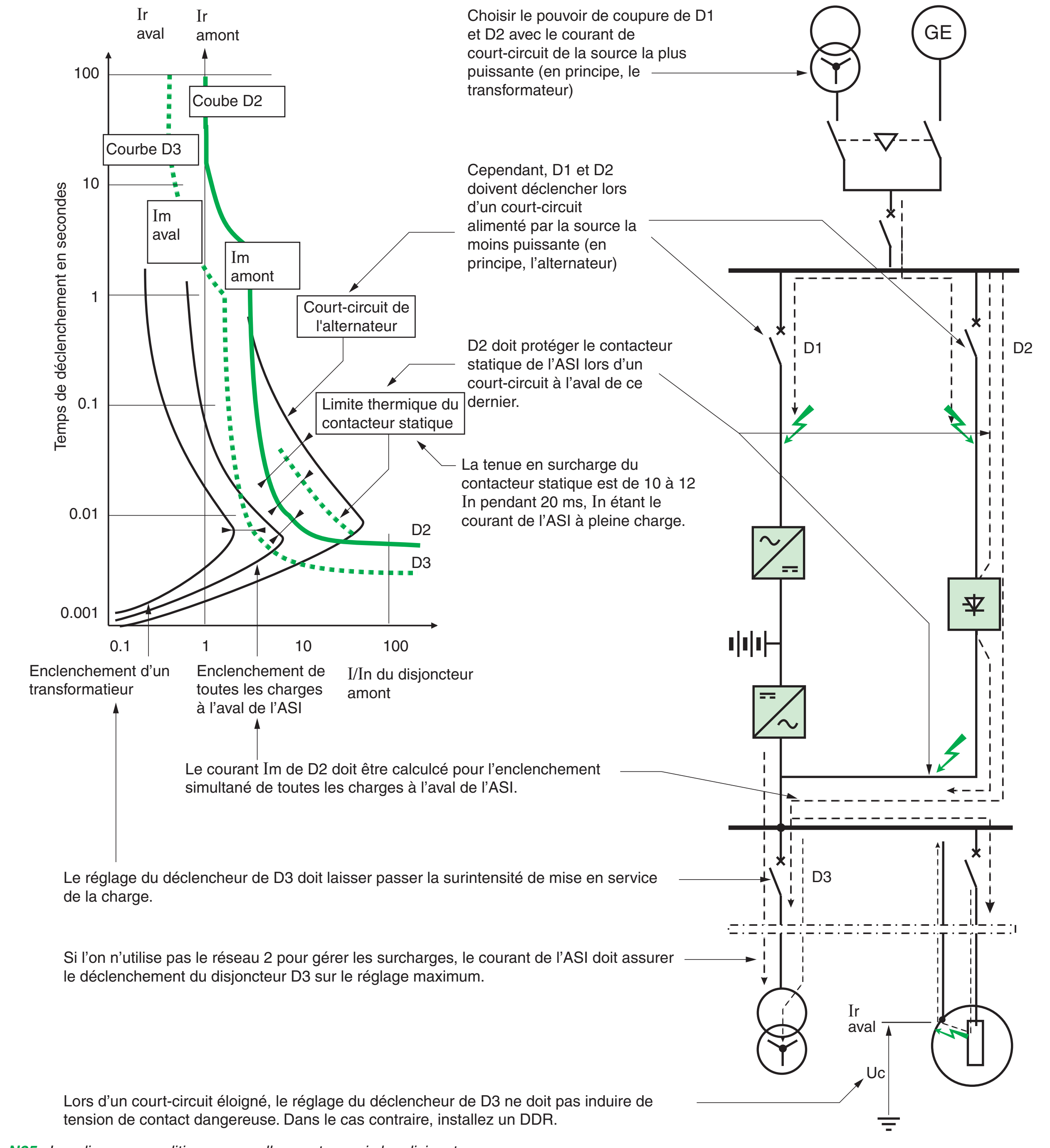


Fig. N25 : Les diverses conditions auxquelles sont soumis les disjoncteurs

Choix du calibre

Le calibre (courant assigné In) doit avoir la valeur immédiatement supérieure au courant assigné du câble aval protégé.

Choix du pouvoir de coupure

Le pouvoir de coupure doit avoir la valeur immédiatement supérieure au courant de court-circuit pouvant survenir au point d'installation.

Choix des seuils Ir et Im

Le tableau de la **Figure N26** donne les règles permettant de déterminer les seuils Ir (surcharge ; thermique ou long retard) et Im (court-circuit ; magnétique ou court retard) en fonction des déclencheurs amont et aval pour permettre la sélectivité.

Remarques

- La sélectivité chronométrique doit être mise en œuvre par du personnel qualifié, car toute temporisation du déclenchement augmente la contrainte thermique (I^2t) à l'aval (câbles, semi-conducteurs, etc.). Il convient d'être très prudent si l'on retarde le déclenchement de D2 par la temporisation du seuil Im.
- La sélectivité énergétique est indépendante du déclencheur et ne concerne que le disjoncteur.

Nature du départ aval	Rapport Ir amont / Ir aval	Rapport Im amont / Im aval	Rapport Im amont / Im aval
Déclencheur aval	Tous types	Magnétique	Electronique
Distribution	> 1,6	> 2	> 1,5
Moteur asynchrone	> 3	> 2	> 1,5

Fig. N26 : Seuils Ir et Im en fonction des déclencheurs amont et aval

Cas particulier de l'alternateur en court-circuit

La **Figure N27** montre le comportement d'un alternateur en court-circuit.
Afin de s'affranchir de l'incertitude éventuelle sur le type d'excitation, il est nécessaire de déclencher sur la première pointe d'intensité du courant de défaut (3 à 5 In selon X"d) à l'aide de la protection Im, non temporisée.

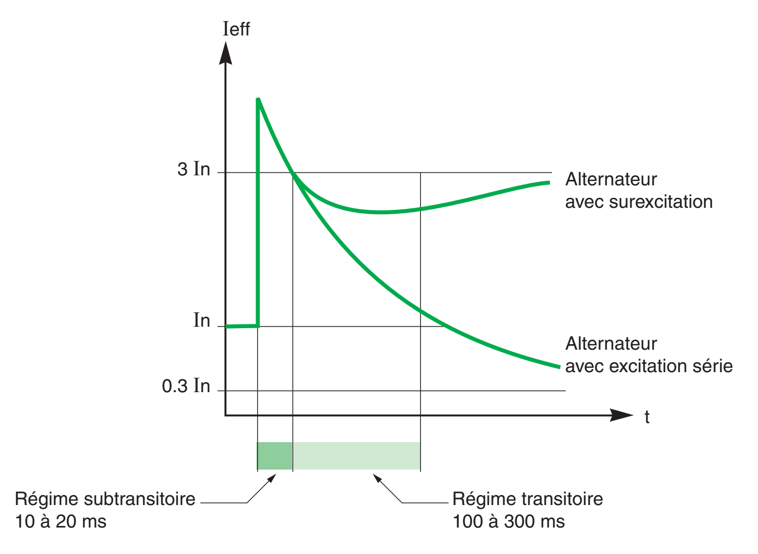


Fig. N27 : L'alternateur en court-circuit

2.6 Installation, raccordement et choix de la section des câbles

Onduleurs prêts à raccorder

Les onduleurs des installations de petite puissance, concernant par exemple des matériels de micro-informatique, sont livrés sous forme de modules compacts en châssis, prêts à raccorder. Le câblage interne est réalisé en usine et adapté aux caractéristiques des constituants.

Onduleurs non prêts à raccorder

Pour les autres onduleurs, il y a lieu de prévoir les câbles de raccordement du réseau au chargeur, à l'utilisation et à la batterie.
Les câbles de raccordement dépendent des courants mis en jeu, comme indiqué dans la **Figure N28** ci-après.

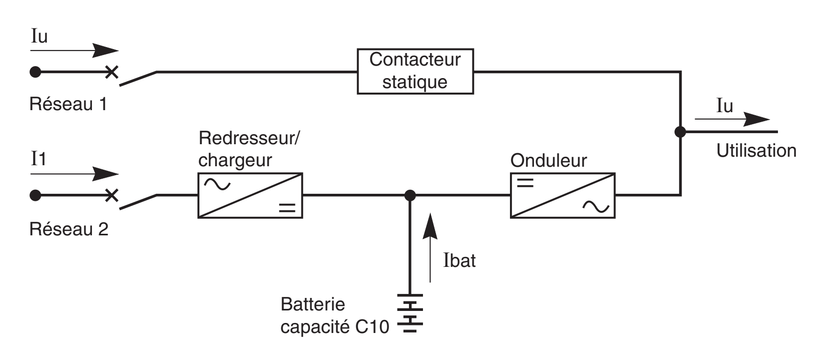


Fig.N28 : Courants à prendre en compte pour le choix des câbles

Calcul des courants I1, Iu

- Le courant Iu en fonctionnement sur alimentation réseau est directement lié à l'utilisation.
- Le courant I1 à l'entrée du redresseur chargeur dépend :
  - de la capacité de la batterie (C10) et de son régime de charge (Ib),
  - des caractéristiques du chargeur,
  - du rendement de l'onduleur.
- Le courant Ibat est le courant dans le conducteur de raccordement à la batterie.

Ces courants sont fournis par les constructeurs.

Chute de tension et échauffement des câbles

La section des câbles dépend :
- de l'échauffement admissible,
- de la chute de tension admissible.

Chacun de ces deux paramètres conduira, pour une alimentation donnée, à une section minimale admissible. C'est, bien entendu, la plus importante de ces deux sections qui devra être utilisée.
Il faut aussi tenir compte, pour la définition du cheminement des câbles, de la distance à respecter entre les circuits "courants faibles" et les circuits de "puissance" de façon à éviter l'influence des courants parasites HF.

Echauffement

L'échauffement admissible dans les câbles est limité par la tenue des isolants.

L'échauffement des câbles dépend :
- de la nature de l'âme (Cu ou Al),
- du mode de pose,
- du nombre de câbles jointifs.

Les normes donnent, pour chaque type de câble, l'intensité maximale admissible.

Chutes de tension

Les chutes de tension maximales admissibles sont :
- 3 % sur les circuits alternatifs 50 ou 60 Hz,
- 1 % sur les circuits continus.

Tableaux de choix

La **Figure N29** donne la chute de tension en % pour un circuit de 100 m de câble. Pour calculer la chute de tension dans un circuit de longueur L, multiplier la valeur du tableau par L/100.

- Sph : section des conducteurs
- In : courant nominal des protections du circuit considéré

Circuit triphasé

Si la chute de tension dépasse 3 % (50-60 Hz), augmenter la section des conducteurs.

Circuit continu

Si la chute de tension dépasse 1 %, augmenter la section des conducteurs.

a - Circuit triphasé (conducteurs en cuivre)
50-60 Hz - 380 V / 400 V / 415 V triphasé, cos φ = 0,8, système équilibré tri + N

In	Sph (mm²)											
(A)	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
10	0,9											
15	1,2											
20	1,6	1,1										
25	2,0	1,3	0,9									
32	2,6	1,7	1,1									
40	3,3	2,1	1,4	1,0								
50	4,1	2,6	1,7	1,3	1,0							
63	5,1	3,3	2,2	1,6	1,2	0,9						
70	5,7	3,7	2,4	1,7	1,3	1,0	0,8					
80	6,5	4,2	2,7	2,1	1,5	1,2	0,9	0,7				
100	8,2	5,3	3,4	2,6	2,0	2,0	1,1	0,9	0,8			
125		6,6	4,3	3,2	2,4	2,4	1,4	1,1	1,0	0,8		
160			5,5	4,3	3,2	3,2	1,8	1,5	1,2	1,1	0,9	
200				5,3	3,9	3,9	2,2	1,8	1,6	1,3	1,2	0,9
250					4,9	4,9	2,8	2,3	1,9	1,7	1,4	1,2
320							3,5	2,9	2,5	2,1	1,9	1,5
400							4,4	3,6	3,1	2,7	2,3	1,9
500								4,5	3,9	3,4	2,9	2,4
600									4,9	4,2	3,6	3,0
800										5,3	4,4	3,8
1,000											6,5	4,7

Pour un circuit triphasé 230 V, multiplier le résultat par $\sqrt{3}$
Pour un circuit monophasé 208/230 V, multiplier le résultat par 2

b - Circuit continu (conducteurs en cuivre)

In	Sph (mm2)											
(A)	-	-	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
100			5,1	3,6	2,6	1,9	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4
125				4,5	3,2	2,3	1,6	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5
160					4,0	2,9	2,2	1,6	1,2	1,1	0,6	0,7
200						3,6	2,7	2,2	1,6	1,3	1,0	0,8
250							3,3	2,7	2,2	1,7	1,3	1,0
320								3,4	2,7	2,1	1,6	1,3
400									3,4	2,8	2,1	1,6
500										3,4	2,6	2,1
600										4,3	3,3	2,7
800											4,2	3,4
1 000											5,3	4,2
1 250												5,3

Fig. N29 : Chute de tension en % pour ***[a]*** *circuits triphasés et* ***[b]*** *circuit CC*

Cas particulier du conducteur neutre

Sur les réseaux triphasés, les courants d'harmonique 3 (et de ses multiples) des charges monophasées s'additionnent dans le conducteur neutre (somme des courants des 3 phases).
Ceci conduit à adopter la règle : section du neutre = 1,5 x section d'une phase.

Exemple

Soit à choisir le câble pour un circuit triphasé 400 V de 70 m de long, réalisé avec des conducteurs en cuivre et dont l'intensité nominale est de 600 A.

Les normes d'installation donnent, en fonction du mode de pose et de l'utilisation, une section minimale. Supposons que cette section minimale soit 95 mm². Vérifions que la chute de tension reste inférieure à 3 %.

Le tableau de la Figure N29 pour les circuits triphasés donne, pour un courant de 600 A circulant dans un câble de 300 mm², une chute de tension pour 100 m de câble égale 3 % soit pour 70 m :

$$3 \times \frac{70}{100} = 2{,}1\ \%$$

donc en dessous du seuil limite de 3 %.

Un calcul identique peut être fait pour un courant continu de 1 000 A. Dans un câble de 10 m, la chute de tension pour 100 m de section 240 mm² est de 5,3 % soit pour 10 m :

$$5{,}3 \times \frac{10}{100} = 0{,}53\ \%$$

donc en dessous du seuil limite de 3 %.

2.7 Les ASI et leur environnement

Les onduleurs peuvent communiquer avec d'autres équipements, notamment les équipements informatiques. Ils peuvent transmettre des informations d'état et recevoir des ordres quant à leur fonctionnement afin :

- d'optimiser la protection
L'onduleur transmet par exemple des informations sur son fonctionnement (normal, en autonomie, pré-alarme de fin d'autonomie...) à l'ordinateur qu'il alimente ; ce dernier en déduit des fonctionnements appropriés,
- de contrôler à distance
L'onduleur transmet des informations d'état et de mesure à un opérateur qui peut télécommander certaines actions,
- de gérer l'installation
L'utilisateur dispose d'une GTC (gestion technique centralisée) qui lui permet d'acquérir des informations de la part des onduleurs, de les mémoriser, de signaler les anomalies, de présenter des états ou synoptiques, de commander des actions.

Cette évolution générale vers une compatibilité entre divers équipements de systèmes complexes de traitement de l'information (interopérabilité) se traduit par l'incorporation dans les onduleurs de nouvelles fonctions.

2.8 Equipements complémentaires

Transformateurs

La présence d'un transformateur à enroulements séparés sur la liaison Réseau 2-contacteur statique permet principalement :
- un changement de tension lorsque celle du réseau d'alimentation est différente de celle du réseau d'utilisation,
- un changement de régime de neutre entre les réseaux d'alimentation.

De plus ce transformateur :
- réduit le niveau du courant de court-circuit au secondaire (c'est à dire sur les charges) par rapport à celui du réseau amont (au primaire),
- évite aux courants harmoniques 3 et multiples de 3, qui peuvent être présents au secondaire, de circuler sur le réseau amont du fait des bobinages au primaire connectés en delta.

Filtre anti-harmonique

Une ASI comporte un chargeur de batterie qui est contrôlé par des thyristors ou des transistors. Le découpage du courant génère des distorsions en tension et donc des composantes harmoniques dans le réseau d'alimentation. Pour pallier ces phénomènes, les onduleurs sont munis, d'origine, d'un filtre d'entrée qui est suffisant dans la plupart des cas.
Dans certains cas spécifiques d'installations de très forte puissance, un filtre complémentaire peut être nécessaire.
C'est le cas lorsque :
- l'onduleur a une puissance importante vis-à-vis de celle du transformateur de tête d'installation du réseau,

- le jeu de barres comporte des équipements sensibles aux harmoniques,
- un groupe de reprise est prévu en tête d'installation.

Consulter les constructeurs.

Equipements de communication

La communication avec les équipements des systèmes liés à l'informatique peut amener à équiper les onduleurs d'équipements de communication.
Ces derniers peuvent être incorporés d'origine (cf. **Fig. N30a**), ou rajoutés sur demande (cf. **Fig. N30b**).



Fig. N30a : Onduleur prêt à raccorder (avec module DIN)



Fig. N30b : Onduleur réalisant la disponibilité et la qualité de l'énergie qui alimente des ordinateurs

3 La protection des transformateurs BT/BT

Ces transformateurs, dont la puissance varie de quelques centaines de VA à quelques centaines de kVA, sont fréquemment utilisés pour :

■ changer de tension :

□ les circuits auxiliaires de commande et de contrôle,

□ les circuits d'éclairage (créer un réseau 230 V quand le réseau (au primaire) est un réseau 400 V triphasé sans neutre).

■ changer le schéma des liaisons à la terre des charges ayant des courants importants de fuite à la terre, capacitifs (équipement de traitement de l'information, PC, etc.) ou résistifs (fours électriques, équipements pour chaufferie industrielle, pour cantines, etc.). Les transformateurs BT/BT sont livrés généralement avec un système de protection intégré, et les constructeurs doivent être consultés pour plus de détails. Dans tous les cas, une protection contre les surintensités doit être installée au primaire. L'exploitation de ces transformateurs nécessite la connaissance de leur fonction particulière ainsi que certains points développés ci-après.

Note : dans les cas particuliers de transformateurs d'isolement de sécurité TBT, un écran métallique entre primaire et secondaire est souvent exigé, suivant l'application, comme recommandé dans la norme CEI 61558 -2-6 et la norme européenne EN 61558-2-6 (NF C 52-742) (voir paragraphe 3.5 du chapitre F).

3.1 Pointes de courant à l'enclenchement

A leur mise sous tension, il se produit des appels de courant très importants (appelés "pointes d'enclenchement") dont il faut tenir compte dans la définition des appareils de protection de surintensité (cf. **Fig. N31**).

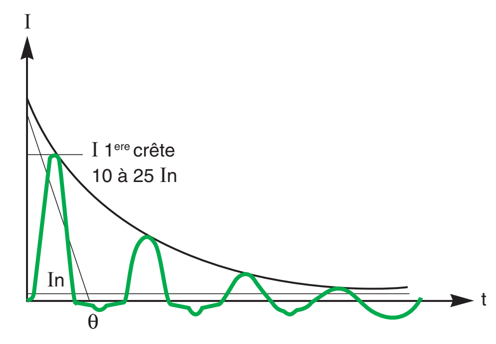


Fig. N31 : Régime transitoire du courant à l'enclenchement d'un transformateur

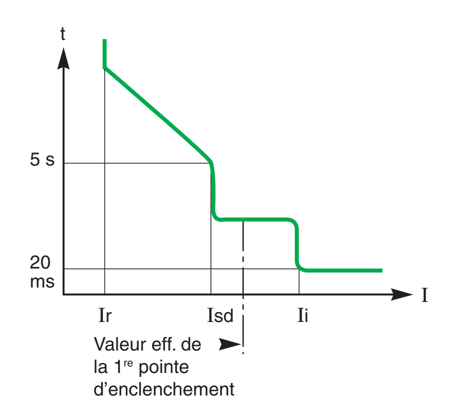


Fig. N32 : Courbe de déclenchement d'un disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur Micrologic.

L'amplitude dépend :

■ de la tension du réseau au moment de la mise sous tension,

■ de l'induction rémanente dans le circuit magnétique,

■ des caractéristiques et de la charge du transformateur.

La première crête de courant atteint fréquemment 10 à 15 fois le courant efficace assigné du transformateur, et pour des petites puissances (< 50 kVA), atteint fréquemment des valeurs 20 à 25 fois le courant nominal. Ce courant d'enclenchement s'amortit très rapidement avec une constante de temps θ de l'ordre de quelques ms à quelques dizaines de ms.

Fig. N33 : Caractéristiques de déclenchement d'un disjoncteur Multi 9 courbe D

3.2 Choix de la protection d'un départ alimentant un transformateur BT/BT

L'appareil de protection placé sur un départ alimentant un transformateur BT/BT doit éviter tout déclenchement intempestif lors de sa mise sous tension ; on utilise en conséquence :

■ soit des disjoncteurs sélectifs (avec une légère temporisation pour la protection Court retard) de la gamme Compact NSX (cf. **Fig. N32**),

■ soit des disjoncteurs à seuil de déclenchement élevé : Multi 9 courbe D (cf. **Fig. N33**).

Exemple 1

Un circuit alimentant un transformateur 400/230 V, 125 kVA (In = 180 A) pour lequel la première pointe d'enclenchement du courant peut atteindre 12 In, soit 12 x 180 = 2160 A.
Cette valeur crête correspond à une valeur efficace de 1530 A.
Un disjoncteur Compact NSX 250 N équipé d'un déclencheur Micrologic 2 est adapté à la protection du transformateur avec :
- un réglage de la protection Long retard à 200 A,
- un réglage de la protection Court retard 8 x Ir.

Exemple 2 : protection contre les surcharges installée au secondaire du transformateur (cf. **Fig. N34**)

L'avantage d'installer une protection contre les surintensités au secondaire d'un transformateur est qu'il peut être protégé au primaire par une protection spécifique (de type moteur) à seuil de déclenchement Instantané ou magnétique élevé, soit :
- de type électronique Instantané (par exemple Compact NSX avec déclencheur Micrologic 1.3),
- de type magnétique (par exemple Compact NSX avec déclencheur MA).

Le réglage de la protection contre les courts-circuits au primaire doit aussi être effectué de manière à assurer le fonctionnement du disjoncteur en cas de court-circuit au secondaire du transformateur.

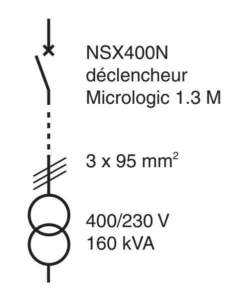


Fig. N34 : Exemple

Nota : la protection primaire est parfois réalisée avec des fusibles de type aM. Cette solution présente deux inconvénients :
- les fusibles doivent être très fortement surcalibrés (au moins 4 fois le courant nominal du transformateur),
- pour réaliser au primaire les fonctions de commande et sectionnement, ils doivent être associés à un interrupteur ou un contacteur lui-aussi fortement surcalibré.

3.3 Caractéristiques électriques à 50 Hz des transformateurs BT/BT

Triphasé																							
puissance en kVA	5	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800
pertes à vide (W)	100	110	130	150	160	170	270	310	350	350	410	460	520	570	680	680	790	950	1160	1240	1485	1855	2160
Pertes en charge (W)	250	320	390	500	600	840	800	1180	1240	1530	1650	2150	2540	3700	3700	5900	5900	6500	7400	9300	9400	11400	13400
tension de cc (%)	4,5	4,5	4,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5	5	4,5	5	5	5,5	4,5	5,5	5	5	4,5	6	6	5,5	5,5

Monophasé														
Puissance en kVA	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160
Pertes à vide (W)	105	115	120	140	150	175	200	215	265	305	450	450	525	635
Pertes en charge (W)	400	530	635	730	865	1065	1200	1400	1900	2000	2450	3950	3950	4335
Tension de cc (%)	5	5	5	4,5	4,5	4,5	4	4	5	5	4,5	5,5	5	5

3.4 Protection des transformateurs BT/BT par disjoncteurs Schneider Electric

Disjoncteurs Multi 9

Puissance du transformateur (kVA)			Appareil de protection	Calibre
230/240 V 1-ph	230/240 V 3-ph 400/415 V 1-ph	400/415 V 3-ph	disjoncteur courbe D ou K	(A)
0,05	0,09	0,16	C60, NG125	0,5
0,11	0,18	0,32	C60, NG125	1
0,21	0,36	0,63	C60, NG125	2
0,33	0,58	1,0	C60, NG125	3
0,67	1,2	2,0	C60, NG125	6
1,1	1,8	3,2	C60, C120, NG125	10
1,7	2,9	5,0	C60, C120, NG125	16
2,1	3,6	6,3	C60, C120, NG125	20
2,7	4,6	8,0	C60, C120, NG125	25
3,3	5,8	10	C60, C120, NG125	32
4,2	7,2	13	C60, C120, NG125	40
5,3	9,2	16	C60, C120, NG125	50
6,7	12	20	C60, C120, NG125	63
8,3	14	25	C120, NC100, NG125	80
11	18	32	C120, NC100, NG125	100
13	23	40	C120, NG125	125

Disjoncteurs Compact NSX100 à NSX250 avec déclencheur TM-D

Puissance du transformateur (kVA)			Appareil de protection	Déclencheur
230/240 V 1-ph	230/240 V 3-ph 400/415 V 1-ph	400/415 V 3-ph	disjoncteur	"type"
3	5 à 6	9 à 12	NSX100F/N/H/S/L	TM16D
5	8 à 9	14 à 16	NSX100F/N/H/S/L	TM25D
7 à 9	13 à 16	22 à 28	NSX100F/N/H/S/L	TM40D
12 à 15	20 à 25	35 à 44	NSX100F/N/H/S/L	TM63D
16 à 19	26 à 32	45 à 56	NSX100F/N/H/S/L	TM80D
18 à 23	32 à 40	55 à 69	NSX160F/N/H/S/L	TM100D
23 à 29	40 à 50	69 à 87	NSX160F/N/H/S/L	TM125D
29 à 37	51 à 64	89 à 111	NSX250F/N/H/S/L	TM160D
37 à 46	64 à 80	111 à 139	NSX250F/N/H/S/L	TM200D

Disjoncteurs Compact NSX100 à Masterpact NW32 avec déclencheur Micrologic

Puissance du transformateur (kVA)			Appareil de protection	Déclencheur "type"	Réglage
230/240 V 1-ph	230/240 V 3-ph 400/415 V 1-ph	400/415 V 3-ph	disjoncteur		Ir max (A)
4 à 7	6 à 13	11 à 22	NSX100F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 40	32
9 à 19	16 à 30	27 à 56	NSX100F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 100	80
15 à 30	5 à 50	44 à 90	NSX160F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 160	128
23 à 46	40 à 80	70 à 139	NSX250F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 250	200
37 à 65	64 à 112	111 à 195	NSX400F/N/H/S	Micrologic 2.3 ou 5.3 400	280
37 à 55	64 à 95	111 à 166	NSX400L	Micrologic 2.3 ou 5.3 400	240
58 à 83	100 à 144	175 à 250	NSX630F/N/H/S/L	Micrologic 2.3 ou 5.3 630	400
58 à 150	100 à 250	175 à 436	NS630bN/bH NT06H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	630
74 à 184	107 à 319	222 à 554	NS800N/H - NT08H1 - NW08N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	800
90 à 230	159 à 398	277 à 693	NS1000N/H - NT10H1 - NW10N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	1000
115 à 288	200 à 498	346 à 866	NS1250N/H - NT12H1 - NW12N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	1250
147 à 368	256 à 640	443 à 1108	NS1600N/H - NT16H1 - NW16N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	1600
184 à 460	320 à 800	554 à 1385	NW20N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	2000
230 à 575	400 à 1000	690 à 1730	NW25N2/H3	Micrologic 5.0/6.0/7.0	2500
294 à 736	510 à 1280	886 à 2217	NW32N2/H3	Micrologic 5.0/6.0/7.0	3200

4 Les circuits d'éclairage

Source de confort et de productivité, l'éclairage représente 15 % de la quantité d'électricité consommée dans l'industrie et 40 % dans les bâtiments. La qualité de l'éclairage (stabilité de la lumière et continuité de service) dépend de celle de l'énergie électrique ainsi consommée. L'alimentation électrique des réseaux d'éclairage a donc pris une grande importance.
Pour aider à leur conception et faciliter le choix de leurs dispositifs de protection, les auteurs présentent dans ce document une analyse des différentes technologies de lampes et des principales évolutions technologiques en cours. Après une synthèse des particularités des circuits d'éclairage et de leur impact sur les dispositifs de commande et de protection, ils traitent du choix des appareils à mettre en œuvre.

4.1 Les différentes technologies de lampes

Un rayonnement lumineux artificiel peut-être produit à partir de l'énergie électrique selon deux principes : l'incandescence et l'électroluminescence.

L'incandescence est la production de lumière par élévation de température. Les niveaux d'énergie sont en très grand nombre, et par conséquent, le spectre de rayonnement émis est continu. Le cas le plus courant est un filament chauffé à blanc par la circulation d'un courant électrique. L'énergie fournie est transformée en effet Joule et en flux lumineux.

La luminescence est le phénomène d'émission par la matière d'un rayonnement lumineux visible ou proche du visible. Un gaz (ou des vapeurs) soumis à une décharge électrique émet un rayonnement lumineux (électroluminescence des gaz). Ce gaz n'étant pas conducteur à la température et à la pression ordinaires, la décharge est produite en générant des particules chargées permettant l'ionisation du gaz. Le spectre, en forme de raies, dépend des niveaux d'énergie propre au gaz (ou à la vapeur) employé. La pression et la température du gaz déterminent la longueur des raies émises et la nature du spectre.

La photoluminescence est la luminescence d'un matériau exposé à un rayonnement visible ou proche du visible (ultraviolet, infrarouge).

Lorsque la substance absorbe un rayonnement ultraviolet et émet un rayonnement visible qui s'arrête peu de temps après l'excitation, il s'agit de la fluorescence.

Lampes à incandescence

Les lampes à incandescence sont historiquement les plus anciennes et les plus répandues dans le grand public.
Leur principe est un filament porté à incandescence dans le vide ou une atmosphère neutre empêchant sa combustion.
Deux types de lampes existent :

- Les ampoules standard

Elles comportent un filament de tungstène et elles sont remplies d'un gaz inerte (azote et argon ou krypton).

- Les ampoules à halogène

Elles comportent aussi un filament de tungstène, mais elles sont remplies d'un composé halogéné (iode, brome ou fluor) et d'un gaz inerte (krypton ou xénon).
Responsable d'un phénomène de régénération du filament, ce composé halogéné permet d'augmenter la durée de vie des lampes et évite leur noircissement. Ceci autorise également une température de filament plus élevée et donc une luminosité supérieure dans des ampoules de petite taille.
Le principal inconvénient des lampes à incandescence est leur forte dissipation de chaleur et donc leur faible rendement lumineux.

Tubes fluorescents

Cette famille regroupe les tubes fluorescents et les lampes fluo-compactes. Leur technologie est généralement dite « à mercure basse pression ».
Le principe consiste à créer un arc à l'intérieur du tube, provoquant la collision d'électrons avec les ions de vapeur de mercure. Cette collision provoque l'émission d'un rayonnement ultraviolet. Sous l'action de ce rayonnement, le matériau fluorescent couvrant l'intérieur du tube émet de la lumière visible.
Les tubes fluorescents dissipent moins de chaleur et ont une durée de vie plus longue que les lampes à incandescence. Ils nécessitent par contre l'emploi d'un dispositif d'allumage appelé "starter" et d'un dispositif de limitation du courant de l'arc après allumage, appelé "ballast". Ce dispositif est en général une inductance placée en série avec l'arc.
Le principe des Lampes fluorescentes compactes est identique à celui d'un tube fluorescent. Les fonctions de starter et de ballast sont assurées par un circuit électronique (intégré à la lampe) qui permet l'emploi de tubes de dimensions réduites et repliés sur eux-mêmes.
Les lampes fluo-compactes (cf. **Fig. N35**) ont été développées pour remplacer les lampes à incandescence : elles apportent une économie d'énergie significative (15 W contre 75 W pour une même luminosité) et une augmentation de la durée de vie.

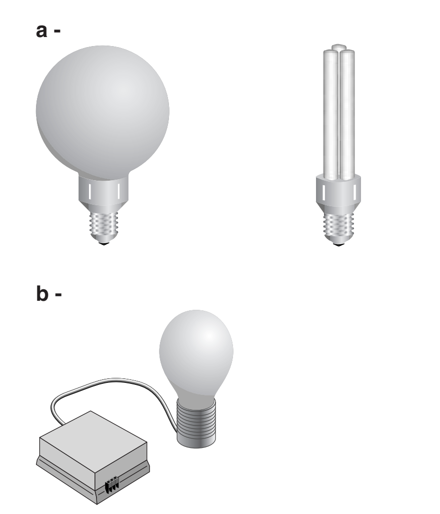


Fig. N35 : Lampes fluorescentes compactes ***[a]*** *standard,* ***[b]*** *à induction*

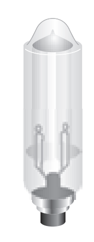


Fig. N36 : Lampes à décharge.

Les lampes dites « à induction » ou « sans électrodes » ont un démarrage instantané et le nombre de commutations n'affecte pas leur durée de vie.
Leur principe est une ionisation du gaz présent dans le tube par un champ électromagnétique à très haute fréquence (jusqu'à 1 GHz). Leur durée de vie peut atteindre 100 000 h.

Lampes à décharge (cf. **Fig. N36**)

La lumière est produite par une décharge électrique créée entre deux électrodes au sein d'un gaz dans une ampoule de quartz. Toutes ces lampes nécessitent donc un ballast pour limiter le courant dans l'arc. Plusieurs technologies ont donc été développées pour différentes applications.
Les lampes à vapeur de sodium basse pression possèdent le meilleur rendement lumineux, mais leur rendu des couleurs est très mauvais puisque leur rayonnement est monochromatique d'une couleur orangée.
Les lampes à vapeur de sodium haute-pression émettent une lumière de couleur blanche légèrement orangée.
Les lampes à vapeur de mercure haute-pression sont aussi appelées « ballons fluorescents ». Elles émettent une lumière de couleur blanche bleutée caractéristique. La décharge est produite dans une ampoule en quartz ou en céramique à des pressions supérieures à 100 kPa.
Les lampes à halogénures métalliques sont de technologie plus récente. Elles émettent une couleur ayant un spectre large. L'utilisation de tube en céramique permet une meilleure efficacité lumineuse et une meilleure stabilité des couleurs.

Technologie	**Utilisation**	**Avantages**	**Inconvénients**
Incandescence standard	- Usage domestique - Eclairage localisé décoratif	- Branchement direct sans appareillage intermédiaire - Prix d'achat peu élevé - Faible encombrement - Allumage instantané - Bon rendu des couleurs	- Efficacité lumineuse faible - Faible durée de vie - Forte dissipation de chaleur
Incandescence halogène	- Eclairage ponctuel - Eclairage intense	- Branchement direct - Allumage instantané - Excellent rendu des couleurs	- Efficacité lumineuse moyenne
Tube fluorescent	- Magasins, bureaux, ateliers - Extérieurs	- Efficacité lumineuse élevée - Rendu de couleurs moyen	- Puissance lumineuse unitaire faible - Sensible aux températures extrêmes
Lampe fluo compacte	- Usage domestique - Bureaux - Remplacement des lampes à incandescence	- Bonne efficacité lumineuse - Bon rendu de couleurs	- Investissement initial élevé par rapport aux lampes à incandescence
Vapeur de mercure	- Ateliers, halls, hangars - Cours d'usines	- Bonne efficacité lumineuse - Rendu de couleurs acceptable - Faible encombrement - Durée de vie élevée	- Temps d'allumage et rallumage de quelques minutes
Sodium haute pression	- Extérieurs - Halls de grandes dimensions	- Très bonne efficacité lumineuse	- Temps d'allumage et rallumage de quelques minutes
Sodium basse pression	- Extérieurs - Eclairage de sécurité	- Bonne visibilité par temps de brouillard - Exploitation économique	- Temps d'allumage : 5 min. - Rendu des couleurs médiocre
Halogénure métallique	- Grands espaces - Halls de grande hauteur	- Bonne efficacité lumineuse - Bon rendu de couleurs - Durée de vie élevée	- Temps d'allumage et rallumage de quelques minutes
LED	- Signalisation (feux tricolores, panneaux "sortie")	- Insensibles au nombre de commutations - Faible consommation d'énergie - Basse température	- Nombre de couleurs limité - Faible luminosité unitaire

Technologie	Puissance (watt)	Rendement (lumen/watt)	Durée de vie (heures)
Incandescence standard	3 – 1000	10 – 15	1000 – 2000
Incandescence halogène	5 – 500	15 – 25	2000 – 4000
Tube fluorescent	4 – 56	50 – 100	7500 – 24000
Lampe fluo compacte	5 – 40	50 – 80	10000 – 20000
Vapeur de mercure	40 – 1000	25 – 55	16000 – 24000
Sodium haute pression	35 – 1000	40 – 140	16000 – 24000
Sodium basse pression	35 – 180	100 – 185	14000 – 18000
Halogénure métallique	30 – 2000	50 – 115	6000 – 20000

Fig. N37 : Utilisation et technologies des dispositifs d'éclairage

Diodes Electroluminescentes (Light Emitting Diodes, LED)

Le principe des diodes électroluminescentes est l'émission de lumière par un semi-conducteur au passage d'un courant électrique. Les LED sont d'un usage courant dans de nombreuses applications, mais le développement récent de diodes de couleur blanche ou bleue à haut rendement lumineux ouvre de nouvelles perspectives, en particulier pour la signalisation (feux de circulation, panneaux de sécurité,…) ou l'éclairage de secours.

Les LED sont des dispositifs à très basse tension ayant une très basse consommation: ils sont donc propices à une alimentation en très basse tension, en particulier par des batteries. L'alimentation par le réseau nécessite un convertisseur.

L'avantage des LED est leur faible consommation d'énergie. Il en résulte une faible température de fonctionnement qui autorise une très longue durée de vie.

Par contre, une diode élémentaire a une faible puissance lumineuse. Un éclairage puissant nécessite donc le raccordement d'un grand nombre d'unités en série et parallèle.

4.2 Caractéristiques électriques des lampes

Lampes à incandescence à alimentation directe

En raison de la température très élevée du filament en cours de fonctionnement (jusqu'à 2500 °C), sa résistance varie dans de grandes proportions suivant que la lampe est éteinte ou allumée. La résistance à froid étant faible, il en résulte une pointe de courant à l'allumage pouvant atteindre 10 à 15 fois le courant nominal pendant quelques ms à quelques dizaines de ms.

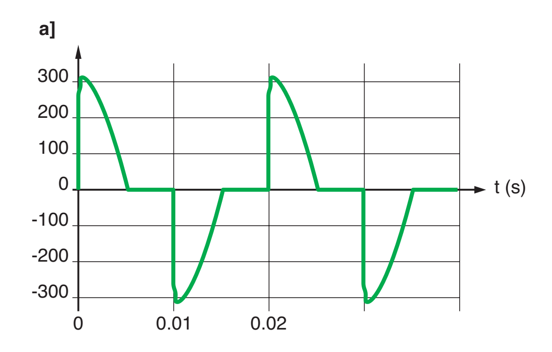
Cette contrainte concerne aussi bien les lampes ordinaires que les lampes à halogène : elle impose de réduire le nombre maximal de lampes pouvant être alimentées par un même dispositif tel que télérupteur, contacteur modulaire ou relais pour canalisations préfabriquées.

Lampes à halogène à très basse tension

■ Certaines lampes à halogène de faible puissance sont alimentées en TBT 12 ou 24 V, par l'intermédiaire d'un transformateur ou d'un convertisseur électronique. Lors de la mise sous tension, au phénomène de variation de résistance du filament, s'ajoute le phénomène de magnétisation du transformateur. Le courant d'appel peut atteindre 50 à 75 fois le courant nominal pendant quelques ms. L'utilisation d'un gradateur placé sur l'alimentation réduit significativement cette contrainte.

■ Les convertisseurs électroniques, à puissance égale, sont d'un coût d'achat plus élevé que les solutions avec transformateur. Ce handicap commercial est compensé par une plus grande facilité d'installation car leur faible dissipation thermique les rend aptes à une fixation sur un support inflammable.

Il existe maintenant de nouvelles lampes TBT à halogène avec un transformateur intégré dans leur culot. Elles peuvent être alimentées directement à partir du réseau BT et remplacer des lampes à incandescence normales sans aucune adaptation.



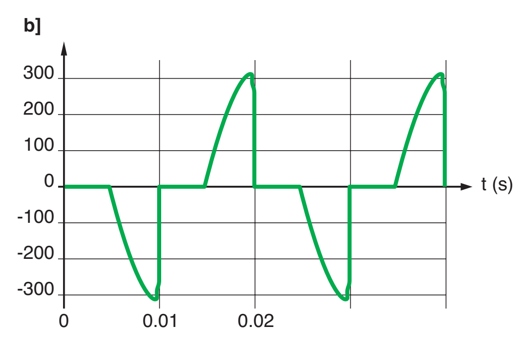


Fig. N38 : Allure de la tension fournie par un variateur de lumière à 50 % de la tension maximale avec les techniques :
***a]** « à retard d'allumage » ou « cut-on control »,*
***b]** « à avance d'extinction » ou « cut-off control ».*

La variation de la luminosité

Elle peut être obtenue par variation de la tension appliquée à la lampe.

Cette variation de tension est réalisée le plus souvent par un dispositif du type gradateur à triac dont on fait varier l'angle d'amorçage dans la période de la tension réseau. La forme d'onde de la tension appliquée à la lampe est illustrée sur la **Figure N38a**. Cette technique dite « à retard d'allumage » ou « cut-on control » convient à l'alimentation des circuits résistifs ou inductifs. Une autre technique qui convient à l'alimentation des circuits capacitifs est développée avec des composants électroniques MOS ou IGBT. Elle réalise la variation de tension en bloquant le courant avant la fin de demi-période (cf. **Fig. N38b**) aussi est-elle dénommée « à avance d'extinction » ou « cut-off control ».

La mise sous tension progressive de la lampe permet également de réduire, voire d'éliminer la pointe de courant à l'allumage.

Comme le courant dans la lampe est découpé par l'électronique de commande, le taux de distorsion en courant est élevé et donc des courants harmoniques circulent sur le réseau.

Le courant harmonique 3 est prépondérant; la **Figure N39** représente le pourcentage de courant d'harmonique 3 par rapport au courant fondamental (en fonction de la puissance).

Il est à noter qu'en pratique la puissance fournie à la lampe au moyen d'un gradateur peut varier dans une plage de 15 % à 85 % de la puissance maximale de la lampe.

Conformément à la norme CEI 61000-3-2 (NF EN 61000-3-2) définissant les limites pour les émissions de courant harmonique des appareils électriques ou électroniques dont le courant est ⩽ 16 A par phase, les dispositions suivantes s'appliquent :

- pour les gradateurs autonomes d'alimentation de lampes à incandescence, ayant une puissance nominale ⩽ 1 kW, aucune limite n'est imposée,
- dans les autres cas, ou pour des appareils d'éclairage à lampe à incandescence et avec un gradateur intégré ou un gradateur dans une enveloppe, l'intensité maximale de courant d'harmonique 3 permise est 2,3 A.

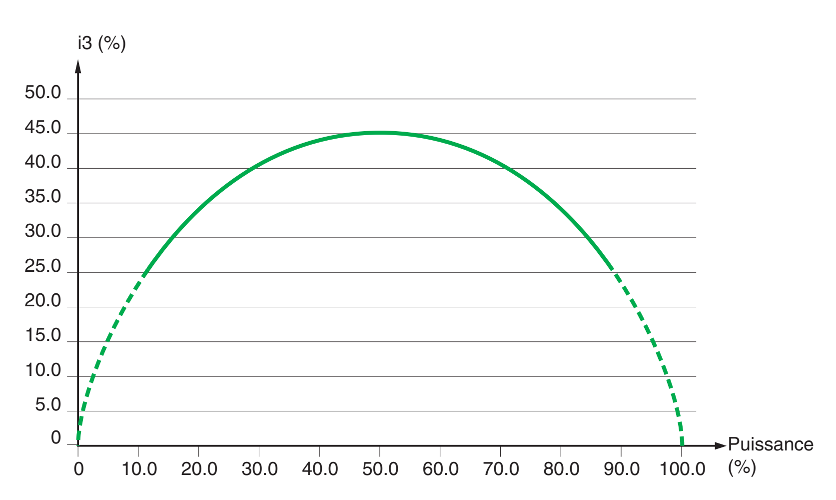


Fig. N39 : Pourcentage d'harmonique 3 du courant en fonction de la puissance fournie à une lampe à incandescence au moyen d'un gradateur électronique

Fig. N40 : Ballasts magnétiques

Tubes fluorescents à ballast magnétique

Les tubes fluorescents et les lampes à décharge nécessitent l'emploi d'un circuit de limitation de l'intensité de l'arc. La technologie la plus couramment utilisée est le ballast magnétique qui est une inductance placée en série avec l'ampoule elle-même (cf. **Fig. N40**).

Cette disposition est la plus couramment utilisée dans les applications domestiques où le nombre de tubes est limité. Aucune contrainte particulière n'est appliquée aux interrupteurs.

Les gradateurs ne sont pas compatibles avec les ballasts magnétiques : l'annulation de la tension pendant une fraction de période interrompt la décharge et, de ce fait, éteint complètement la lampe.

La fonction du starter est double : assurer le préchauffage des électrodes du tube, puis de générer une surtension pour l'amorçage du tube. Cette surtension est générée par l'ouverture d'un contact qui interrompt le courant circulant dans le ballast magnétique (contrôlée par un relais thermique).

Pendant le fonctionnement du starter (env.1 s), le courant absorbé par le luminaire est environ 2 fois le courant nominal.

Le courant absorbé par l'ensemble tube et ballast étant essentiellement inductif, le facteur de puissance est très faible (en moyenne entre 0,4 et 0,5). Dans les installations comportant un grand nombre de tubes, il est nécessaire de mettre en œuvre un dispositif de compensation pour améliorer le facteur de puissance.

Pour une installation d'éclairage importante, une compensation avec une batterie de condensateurs est une solution possible, mais le plus souvent cette compensation est intégrée au niveau de chaque luminaire suivant différents schémas (cf. **Fig. N41** page suivante).

Un condensateur de compensation est dimensionné pour que le facteur de puissance global soit supérieur à 0,85. Dans le cas le plus fréquent de la compensation parallèle: en moyenne, sa capacité est de 1 µF pour 10 W de puissance active, pour tout type de lampe. Cette disposition ne permet pas le fonctionnement des variateurs de lumière de type gradateur.

Schéma de compensation	Application	Caractéristiques
Sans	Domestique	Montage unitaire
Parallèle	Bureaux, ateliers, grandes surfaces	Contraintes sur les interrupteurs
Série		Condensateur de tension de service élevée (450 – 480 V)
Duo		Evite le scintillement

*Fig. N41 : Les différents schémas de compensation **a]** parallèle ; **b]** série ; **c]** dual série aussi appelé « duo » et leurs champs d'application*

Les contraintes de la compensation

Le schéma de compensation parallèle apporte des contraintes à l'allumage de la lampe. Le condensateur étant initialement déchargé, la mise sous tension provoque une surintensité. Une surtension apparaît également, en raison des oscillations dans le circuit constitué du condensateur et de l'inductance de l'alimentation.

L'exemple suivant permet de fixer des ordres de grandeur.

Ensemble de 50 tubes fluorescents de 36 W chacun :

- puissance active totale : 1800 W,
- puissance apparente : 2 kVA,
- courant efficace total : 9 A,
- courant crête : 13 A.

Avec :

- capacité totale : C = 175 µF,
- inductance de ligne (L) (correspondant à un courant de court-circuit de 5 kA = 150 µH.

Courant crête maximal à la mise sous tension :

$$Ic = V_{max}\sqrt{\frac{C}{L}} = 230\sqrt{2}\sqrt{\frac{175 \times 10^{-6}}{150 \times 10^{-6}}} = 350 \text{ A}$$

La pointe de courant théorique à la mise sous tension peut donc atteindre **27 fois** le courant crête en fonctionnement normal.

L'allure de la tension et du courant à l'allumage est donnée sur la **Figure N42**.

Il y a donc un risque de soudure des contacts des dispositifs électromécaniques de commande (télérupteur, contacteur, disjoncteur) ou de destruction des interrupteurs statiques à semi-conducteurs.

Dans la réalité, les contraintes sont en général moins sévères, en raison de l'impédance des câbles.

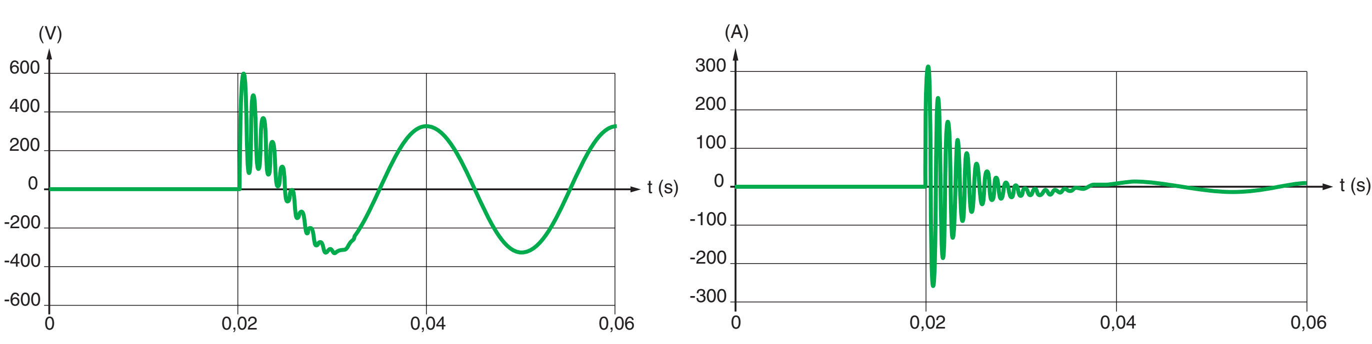


Fig. N42 : Tension d'alimentation à la mise sous tension et courant d'appel

L'allumage de plusieurs groupes de tubes fluorescents crée des contraintes particulières. Lorsqu'un groupe de tubes se trouve déjà allumé, les condensateurs de compensation de ces tubes déjà sous tension participent au courant d'appel au moment de l'allumage d'un deuxième groupe de tubes : ils « amplifient » la pointe de courant dans l'interrupteur de commande au moment de l'allumage du second groupe.

Le tableau de la **figure N43**, issu de mesures, précise l'amplitude de la première pointe de courant, pour différentes valeurs de courant de court-circuit présumé Icc. La pointe de courant peut être multipliée par 2 ou 3, suivant le nombre de tubes déjà en service au moment de la connexion du dernier groupe de tubes :

Nombre de tubes déjà en service	Nombre de tubes connectés	Crête de courant d'appel (A)		
		Icc = 1,500 A	Icc = 3,000 A	Icc = 6,000 A
0	14	233	250	320
14	14	558	556	575
28	14	608	607	624
42	14	618	616	632

Fig. N43 : Amplitude de la première pointe de courant

Un allumage séquentiel par groupes de tubes est malgré tout recommandé pour réduire la pointe de courant dans l'interrupteur général.

Les ballasts magnétiques les plus récents sont dits "à faibles pertes". Le circuit magnétique a été optimisé, mais le principe de fonctionnement reste le même. Cette nouvelle génération de ballasts est amenée à se généraliser, sous l'influence de documents réglementaires (Directive Européenne, Energy Policy Act – USA).

Dans ces conditions, l'utilisation de ballasts électroniques est susceptible de se développer, au détriment des ballasts magnétiques.

Tubes fluorescents à ballast électronique

Les ballasts électroniques sont utilisés en remplacement des ballasts magnétiques, pour l'alimentation des tubes fluorescents (y compris les lampes fluo-compactes) et des lampes à décharge. Ils assurent également la fonction de "starter" et ne nécessitent pas de capacité de compensation.

Le principe du ballast électronique consiste à alimenter l'arc de la lampe par un dispositif électronique générant une tension alternative de forme rectangulaire (cf. **Fig. N44**) avec une fréquence comprise entre 20 et 60 kHz.

L'alimentation de l'arc par une tension à haute fréquence permet d'éliminer totalement le phénomène de papillotement et les effets stroboscopiques. Le ballast électronique est totalement silencieux.

Au cours de la période de préchauffage d'une lampe à décharge, le ballast fournit à la lampe une tension croissante, en imposant un courant quasiment constant. En régime permanent, la tension appliquée à la lampe est régulée, et indépendante des fluctuations de la tension réseau.

L'arc étant alimenté dans des conditions optimales de tension, il en résulte un gain en énergie de 5 à 10 % et une durée de vie de la lampe accrue. Par ailleurs, le rendement d'un ballast électronique peut dépasser 93 %, alors que le rendement moyen d'un dispositif magnétique n'est que de 85 %.

Le facteur de puissance est élevé (> 90 %).

Le ballast électronique permet également d'assurer la fonction de variateur de lumière. La variation de la fréquence permet en effet de faire varier l'amplitude du courant dans l'arc et donc l'intensité lumineuse.

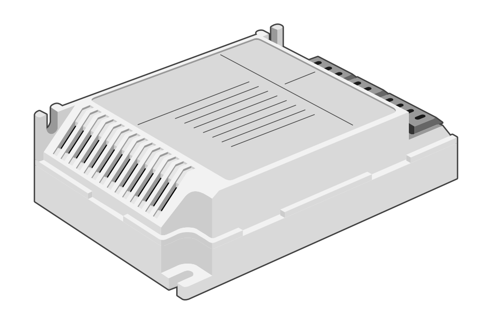


Fig. N44 : Ballast électronique.

Courant d'appel

La principale contrainte apportée par les ballasts électroniques sur les réseaux est le fort courant d'appel à la mise sous tension, liée à la charge initiale des condensateurs de filtrage (cf. **Fig. N45**).

Technologie	Courant d'appel max.	Durée
Redresseur avec PFC	30 à 100 In	⩽ 1 ms
Redresseur avec self	10 à 30 In	⩽ 5 ms
Ballast magnétique	⩽ 13 In	5 à 10 ms

Fig. N45 : Ordres de grandeur des valeurs maximales de courants d'appel, suivant les technologies employées

Dans la réalité, les courants d'appel pour un ensemble de lampes est bien inférieur à ces valeurs, en raison des impédances de câblage. Ordre de grandeur : 5 à 10 In pendant moins de 5 ms.
Contrairement aux ballasts magnétiques, ce courant d'appel n'est pas accompagné de surtension.

Courants harmoniques

Pour les ballasts associés aux lampes à décharge de forte puissance, le courant absorbé au réseau présente un faible taux de distorsion harmonique (< 20 % en général et < 10 % pour les dispositifs les plus évolués).
Par contre, les dispositifs associés aux lampes de faible puissance, en particulier les lampes fluo-compactes, absorbent un courant très déformé (cf. **Fig. N46**). Le taux de distorsion harmonique peut atteindre 150 %. Dans ces conditions, le courant efficace absorbé au réseau vaut 1,8 fois le courant correspondant à la puissance active de la lampe, ce qui correspond à un facteur de puissance de 0,55.

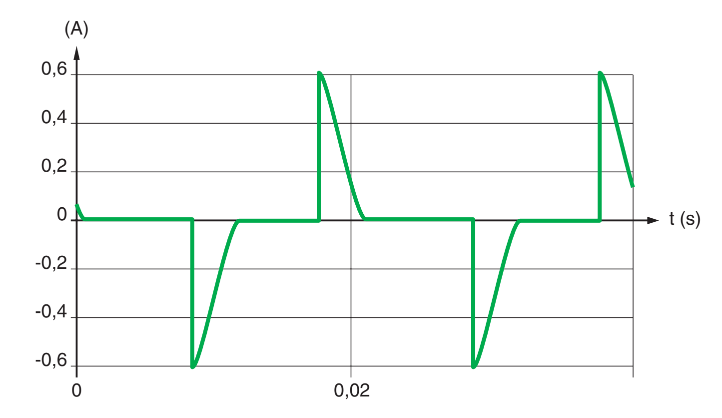


Fig. N46 : Forme de l'onde de courant absorbé par une lampe fluo-compacte

Afin d'équilibrer la charge entre les différentes phases, les circuits d'éclairage sont en général connectés entre phases et neutre de manière équilibrée. Dans ces conditions, le fort taux d'harmoniques de rang 3 et multiples de 3 peut provoquer une surcharge du conducteur de neutre. La situation la plus défavorable conduit à un courant neutre pouvant atteindre $\sqrt{3}$ fois le courant dans chaque phase.

Les limites d'émission d'harmoniques pour les systèmes électriques et électroniques sont définis dans la norme CEI 61000-3-2. Pour simplifier, les limites pour les appareils d'éclairage sont indiquées dans le tableau de la **Figure N47** uniquement pour les harmoniques de rang 3 et 5 qui sont les plus prépondérantes.

Rang harmonique	Puissance active d'entrée > 25W	Puissance active d'entrée ⩽ 25W une de ces 2 limites s'applique :	
	% du courant fondamental	% du courant fondamental	Courant harmonique par rapport à la puissance active
3	30	86	3,4 mA/W
5	10	61	1,9 mA/W

Fig. N47 : Courant harmonique maximal toléré

Courants de fuite

Les ballasts électroniques disposent en général de capacités placées entre les conducteurs d'alimentation et la terre. Ces capacités sont responsables de la circulation d'un courant de fuite permanent de l'ordre de 0,5 à 1 mA par ballast. Ceci conduit donc à limiter le nombre de ballasts qu'il est possible d'alimenter par un Dispositif Différentiel Résiduel (DDR).

A la mise sous tension, la charge initiale des ces condensateurs peut provoquer également la circulation d'une pointe de courant dont l'amplitude peut atteindre quelques ampères pendant 10 µs. Cette pointe de courant peut provoquer le déclenchement intempestif de dispositifs mal adaptés.

Emissions haute fréquence

Les ballasts électroniques sont responsables d'émissions conduites et rayonnées à haute fréquence.
Les fronts de montée très raides appliqués aux conducteurs en sortie de ballast provoquent des impulsions de courants circulant dans les capacités parasites à la terre. Il en résulte des courants parasites circulant dans le conducteur de terre et les conducteurs d'alimentation. En raison de la fréquence élevée de ces courants, il y a également rayonnement électromagnétique.
Pour limiter les émissions à haute fréquence, la lampe doit toujours se trouver à proximité immédiate du ballast, de manière à limiter la longueur des conducteurs soumis aux gradients de tension.

Le tableau de la **Figure N48** indique les différents modes d'alimentation.

Technologie	Standard	Autre
Incandescence standard	Alimentation directe	Variateur de lumière type gradateur
Incandescence halogène		
Incandescence halogène TBT	Transformateur	Convertisseur électronique
Tube fluorescent	Ballast magnétique	■ Ballast électronique ■ Ballast + variateur électroniques
Lampe fluo compacte	Ballast électronique intégré	
Vapeur de mercure	Ballast magnétique	Ballast électronique
Sodium haute pression		
Sodium basse pression		
Halogénure métallique		

Fig. N48 : Différents modes d'alimentation

4.3 Les contraintes relatives aux appareils d'éclairage et les recommandations

Le courant réellement appelé par les appareils d'éclairage

Le risque

Cette caractéristique est la première qui doit être déterminée à la conception d'une installation, sinon il est hautement probable que les dispositifs de protection contre les surintensités déclencheront et les utilisateurs se retrouveront de ce fait tous dans le noir.
Il est évident que, pour leur détermination, la consommation de tous les composants doit être prise en compte, en particulier pour les installations d'éclairage à lampes fluorescentes. Pour ce type d'éclairage, la puissance consommée par les ballasts doit être ajoutée à celle des tubes et des lampes.

La solution

Pour l'éclairage à lampes à incandescence, il faut se rappeler que la tension d'alimentation des lampes peut être supérieure de 10 % à leur tension nominale, ce qui cause une augmentation du courant consommé.

Pour l'éclairage à lampes fluorescentes, hormis spécifications contraires, la puissance des ballasts magnétiques peut être estimée à 25 % de celles des ampoules. Pour des ballasts électroniques, la puissance est de l'ordre de 5 à 10 % plus faible.

Les seuils de réglage des dispositifs de protection contre les surintensités doivent donc être calculés en fonction :
■ de la consommation totale (lampes et ballasts), de la surconsommation éventuelle liée à la tension d'alimentation haute,
■ du facteur de puissance.

Les surintensités à la mise sous tension

Le risque

Les appareils utilisés pour la commande et la protection des circuits d'éclairage sont du type relais, triac, télérupteurs, contacteurs ou disjoncteurs.

La principale contrainte appliquée à ces appareils est la pointe de courant à l'enclenchement. Cette pointe de courant dépend de la technologie des lampes utilisées mais aussi des caractéristiques de l'installation (puissance du transformateur d'alimentation, longueur des câbles, nombre de lampes) et de l'instant d'enclenchement dans la période de la tension réseau. Une pointe de courant élevée, même brève, peut provoquer la soudure des contacts d'un organe de commande électromécanique ou la destruction d'un dispositif statique à semi-conducteurs.

Deux solutions

En raison du courant d'appel, la plupart des relais ordinaires sont incompatibles avec l'alimentation de dispositifs d'éclairage. Il est donc habituellement conseillé de :

- limiter le nombre de lampes à raccorder à un même appareil pour que leur puissance totale soit inférieure à la puissance maximale admissible par l'appareil,
- vérifier auprès des constructeurs les limites d'emploi des appareils qu'ils proposent. Cette précaution est particulièrement conseillée lors du remplacement de lampes à incandescence par des lampes fluo-compactes.

A titre d'exemple, le tableau de la **Figure N49** indique le nombre maximal de tubes fluorescents compensés pouvant être commandés par différents dispositifs de calibre 16 A. On constate que le nombre de tubes commandés est bien inférieur au nombre correspondant à la puissance maximale des dispositifs.

Puissance unitaire des tubes (W)	Nombre de tubes correspondant à la puissance 16 A x 230 V	Nombre maximal de tubes pouvant être commandés par		
		Contacteurs GC16 A CT16 A	Télérupteurs TL16 A	Disjoncteurs C60-16 A
18	204	15	50	112
36	102	15	25	56
58	63	10	16	34

Fig. N49 : Le nombre de tubes commandés est bien inférieur au nombre correspondant à la puissance maximale des dispositifs

Mais une technique existe pour limiter la pointe de courant à l'enclenchement des circuits à comportement capacitif (ballasts magnétiques à compensation parallèle et ballasts électroniques). Elle consiste à réaliser l'enclenchement à l'instant du passage par zéro de la tension réseau. Seuls des dispositifs statiques à semi-conducteurs offrent cette possibilité (cf. **Fig. N50a**). Cette technique s'avère particulièrement intéressante pour concevoir de nouveaux circuits d'éclairage. Plus récemment ont été mis au point des dispositifs à technologie hybride associant interrupteur statique (enclenchement au passage par zéro de la tension) et contacteur électromécanique court-circuitant l'interrupteur statique (réduction des pertes dans les semi-conducteurs) (cf. **Fig. N50b**).

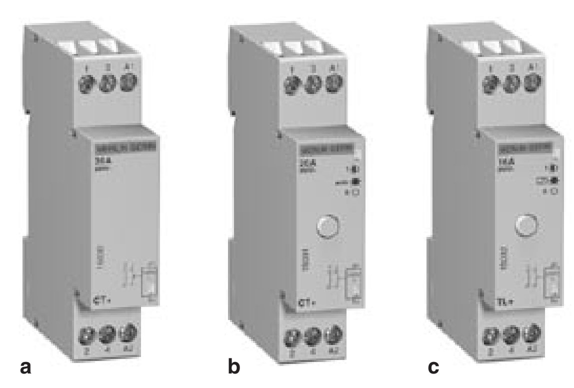


*Fig. N50 : Contacteur CT+ « standard » **[a]**, contacteur CT+ avec commande manuelle, bouton poussoir pour sélection du mode de fonctionnement et voyant indiquant le mode de fonctionnement en cours **[b] ;** et télérupteur TL+ **[c]** de la marque Schneider Electric*

Les différences technologiques entre les contacteurs modulaires et les télérupteurs font que les télérupteurs sont mieux adaptés pour la commande de luminaires à très fort courant d'appel, ou à faible facteur de puissance (circuit inductif non compensé).

Choix du calibre du télérupteur ou du contacteur suivant le type de lampe

La **Figure 51** ci dessous indique le nombre maximal de luminaires commandés par télérupteur ou contacteur suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée. A titre indicatif, la puissance totale conseillée est aussi mentionnée. Ces valeurs sont données pour un circuit 230 V à 2 conducteurs actifs (circuit monophasé phase neutre ou phase phase). Pour les circuits 110 V, les valeurs du tableau sont à diviser par 2. Afin d'obtenir les valeurs équivalentes pour un circuit 230 V triphasé, le nombre de lampes et la puissance totale conseillée sont à multiplier par :

- par $\sqrt{3}$ (1,73) pour des circuits triphasés sans neutre,
- par 3 pour des circuits triphasés avec neutre.

Note : Les calibres de lampes les plus courantes sont indiquées en gras.

Type de lampe	Puissance unitaire et capacité du condensateur de compensation du facteur de puissance		Nombre maximal de luminaires pour un circuit monophasé et puissance maximale de sortie par circuit											
			Télérupteur TL				**Contacteur CT**							
			16 A		32 A		16 A		25 A		40 A		63 A	
Lampes à incandescence classiques **Lampes halogène BT** **Lampes de remplacement à vapeur de mercure** (sans ballast)														
	40 W		40	1500 W	106	4000 W	38	1550 W	57	2300 W	115	4600 W	172	6900 W
	60 W		25	à	66	à	30	à	45	à	85	à	125	à
	75 W		20	1600 W	53	4200 W	25	2000 W	38	2850 W	70	5250 W	100	7500 W
	100 W		16		42		19		28		50		73	
	150 W		10		28		12		18		35		50	
	200 W		8		21		10		14		26		37	
	300 W		5	1500 W	13	4000 W	7	2100 W	10	3000 W	18	5500 W	25	7500 W
	500 W		3		8		4		6		10	à	15	à
	1000 W		1		4		2		3		6	6000 W	8	8000 W
	1500 W		1		2		1		2		4		5	
Lampes à halogène TBT 12 V ou 24 V														
Avec transformateur électromagnétique	**20 W**		70	1350 W	180	3600 W	15	300 W	23	450 W	42	850 W	63	1250 W
	50 W		28	à	74	à	10	à	15	à	27	à	42	à
	75 W		19	1450 W	50	3750 W	8	600 W	12	900 W	23	1950 W	35	2850 W
	100 W		14		37		6		8		18		27	
Avec transformateur électronique	**20 W**		60	1200 W	160	3200 W	62	1250 W	90	1850 W	182	3650 W	275	5500 W
	50 W		25	à	65	à	25	à	39	à	76	à	114	à
	75 W		18	1400 W	44	3350 W	20	1600 W	28	2250 W	53	4200 W	78	6000 W
	100 W		14		33		16		22		42		60	
Tubes fluorescents avec starter et ballast magnétique														
1 tube sans compensation (1)	15 W		83	1250 W	213	3200 W	22	330 W	30	450 W	70	1050 W	100	1500 W
	18 W		70	à	186	à	22	à	30	à	70	à	100	à
	20 W		62	1300 W	160	3350 W	22	850 W	30	1200 W	70	2400 W	100	3850 W
	36 W		35		93		20		28		60		90	
	40 W		31		81		20		28		60		90	
	58 W		21		55		13		17		35		56	
	65 W		20		50		13		17		35		56	
	80 W		16		41		10		15		30		48	
	115 W		11		29		7		10		20		32	
1 tube avec compensation parallèle (2)	15 W	5 µF	60	900 W	160	2400 W	15	200 W	20	300 W	40	600 W	60	900 W
	18 W	5 µF	50		133		15	à	20	à	40	à	60	à
	20 W	5 µF	45		120		15	800 W	20	1200 W	40	2400 W	60	3500 W
	36 W	5 µF	25		66		15		20		40		60	
	40 W	5 µF	22		60		15		20		40		60	
	58 W	7 µF	16		42		10		15		30		43	
	65 W	7 µF	13		37		10		15		30		43	
	80 W	7 µF	11		30		10		15		30		43	
	115 W	16 µF	7		20		5		7		14		20	
2 ou 4 tubes avec compensation série	2 x **18 W**		56	2000 W	148	5300 W	30	1100 W	46	1650 W	80	2900 W	123	4450 W
	4 x **18 W**		28		74		16	à	24	à	44	à	68	à
	2 x **36 W**		28		74		16	1500 W	24	2400 W	44	3800 W	68	5900 W
	2 x **58 W**		17		45		10		16		27		42	
	2 x 65 W		15		40		10		16		27		42	
	2 x 80 W		12		33		9		13		22		34	
	2 x 115 W		8		23		6		10		16		25	
Tubes fluorescents à ballast électronique														
1 ou 2 tubes	**18 W**		80	1450 W	212	3800 W	74	1300 W	111	2000 W	222	4000 W	333	6000 W
	36 W		40	à	106	à	38	à	58	à	117	à	176	à
	58 W		26	1550 W	69	4000 W	25	1400 W	37	2200 W	74	4400 W	111	6600 W
	2 x **18 W**		40		106		36		55		111		166	
	2 x **36 W**		20		53		20		30		60		90	
	2 x **58 W**		13		34		12		19		38		57	

Fig. N51 : Le nombre maximal de luminaires commandés par relais suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée. *(suite sur la page en regard)*

Type de lampe	Puissance unitaire et capacité du condensateur de compensation du facteur de puissance		Nombre maximal de luminaires pour un circuit monophasé et puissance maximale de sortie par circuit											
			Télérupteur TL				**Contacteur CT**							
			16 A		32 A		16 A		25 A		40 A		63 A	
Lampes fluo-compactes														
avec un ballast électronique extérieur	**5 W**		240	1200 W	630	3150 W	210	1050 W	330	1650 W	670	3350 W	not tested	
	7 W		171	à	457	à	150	à	222	à	478	à		
	9 W		138	1450 W	366	3800 W	122	1300 W	194	2000 W	383	4000 W		
	11 W		118		318		104		163		327			
	18 W		77		202		66		105		216			
	26 W		55		146		50		76		153			
avec un ballast électronique intégré (en remplacement de lampes à incandescence)	**5 W**		170	850 W	390	1950 W	160	800 W	230	1150 W	470	2350 W	710	3550 W
	7 W		121	à	285	à	114	à	164	à	335	à	514	à
	9 W		100	1050 W	233	2400 W	94	900 W	133	1300 W	266	2600 W	411	3950 W
	11 W		86		200		78		109		222		340	
	18 W		55		127		48		69		138		213	
	26 W		40		92		34		50		100		151	
Lampes haute-pression à vapeur de mercure avec starter et ballast magnétique **Lampes de remplacement à vapeur de sodium haute-pression** avec starter intégré et ballast magnétique (3)														
sans compensation (1)	50 W		Non testé, Utilisation très rare				15	750 W	20	1000 W	34	1700 W	53	2650 W
	80 W						10	à	15	à	27	à	40	à
	125 / 110 W (3)						8	1000 W	10	1600 W	20	2800 W	28	4200 W
	250 / 220 W (3)						4		6		10		15	
	400 / 350 W (3)						2		4		6		10	
	700 W						1		2		4		6	
avec compensation parallèle (2)	50 W	7 µF					10	500 W	15	750 W	28	1400 W	43	2150 W
	80 W	8 µF					9	à	13	à	25	à	38	à
	125 / 110 W (3)	10 µF					9	1400 W	10	1600 W	20	3500 W	30	5000 W
	250 / 220 W (3)	18 µF					4		6		11		17	
	400 / 350 W (3)	25 µF					3		4		8		12	
	700 W	40 µF					2		2		5		7	
	1000 W	60 µF					0		1		3		5	
Lampes à vapeur de sodium basse-pression avec ballast électronique et starter extérieur														
sans compensation (1)	**35 W**		Non testé, Utilisation très rare				5	270 W	9	320 W	14	500 W	24	850 W
	55 W						5	à	9	à	14	à	24	à
	90 W						3	360 W	6	720 W	9	1100 W	19	1800 W
	135 W						2		4		6		10	
	180 W						2		4		6		10	
avec compensation parallèle (2)	**35 W**	20 µF	38	1350 W	102	3600 W	3	100 W	5	175 W	10	350 W	15	550 W
	55 W	20 µF	24		63		3	à	5	à	10	à	15	à
	90 W	26 µF	15		40		2	180 W	4	360 W	8	720 W	11	1100 W
	135 W	40 µF	10		26		1		2		5		7	
	180 W	45 µF	7		18		1		2		4		6	
Lampes à vapeur de sodium haute-pression **Lampes à iodure métallique**														
avec ballast électronique et starter extérieur, sans compensation (1)	35 W		Non testé, Utilisation très rare				16	600 W	24	850 W	42	1450 W	64	2250 W
	70 W						8		12	à	20	à	32	à
	150 W						4		7	1200 W	13	2000 W	18	3200 W
	250 W						2		4		8		11	
	400 W						1		3		5		8	
	1000 W						0		1		2		3	
avec ballast électronique et starter extérieur, et compensation parallèle (2)	35 W	6 µF	34	1200 W	88	3100 W	12	450 W	18	650 W	31	1100 W	50	1750 W
	70 W	12 µF	17	à	45	à	6	à	9	à	16	à	25	à
	150 W	20 µF	8	1350 W	22	3400 W	4	1000 W	6	2000 W	10	4000 W	15	6000 W
	250 W	32 µF	5		13		3		4		7		10	
	400 W	45 µF	3		8		2		3		5		7	
	1000 W	60 µF	1		3		1		2		3		5	
	2000 W	85 µF	0		1		0		1		2		3	
avec ballast électronique	35 W		38	1350 W	87	3100 W	24	850 W	38	1350 W	68	2400 W	102	3600 W
	70 W		29	à	77	à	18	à	29	à	51	à	76	à
	150 W		14	2200 W	33	5000 W	9	1350 W	14	2200 W	26	4000 W	40	6000 W

(1) Les circuits avec des ballasts magnétiques non compensés consomment 2 fois plus de courant que celui indiqué sur la lampe (en puissance kW). Cela explique le faible nombre de lampes dans cette configuration.
(2) La capacité totale des condensateurs de correction du facteur de puissance en parallèle dans un circuit, limite le nombre de lampes que peut commander un contacteur. La capacité totale en aval d'un contacteur de calibre 16, 25, 40 ou 63 A ne doit pas dépasser respectivement 75, 100, 200 ou 300 µF. Ces valeurs limites permettent de calculer le nombre de lampes acceptable si les valeurs de capacité sont différentes de celles du tableau.
(3) Les lampes à vapeur de mercure haute-pression sans starter, de puissance 125, 250 et 400 W sont remplacées au fur et à mesure par des lampes à vapeur de sodium haute-pression avec un starter intégré, et respectivement de puissances 110, 120 et 350 W.

Fig. N51 : Le nombre maximal de luminaires commandés par relais suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée (fin)

Protection des circuits : nombre maximal de lampes et calibre du disjoncteur modulaire en fonction du type de lampe, de la puissance unitaire et de la courbe de déclenchement du disjoncteur.

A l'enclenchement, le courant d'appel des lampes à décharge (avec leur ballast) peut atteindre :

- 25 fois le courant nominal du départ pendant 5 à 10 ms,
- 7 fois le courant nominal du départ pendant les 2 secondes suivantes.

Pour les lampes avec des ballasts électroniques (créant des courants HF), les dispositifs de protection doivent supporter des pointes de 100 fois le courant nominal pendant 250 à 350 µs. Cependant à cause de la résistance des circuits le courant total traversant le disjoncteur est plus faible que la somme de tous les courants d'appel de chaque lampe.
Les tableaux ci-dessous (cf. **Fig. N52** à **N58**) prennent en compte les hypothèses suivantes :

- La longueur de câbles des circuits est de :
  - 20 mètres du tableau de distribution à la première lampe,
  - 7 mètres entre chaque luminaire.
- Le calibre du disjoncteur modulaire est calculé pour assurer la protection du circuit d'éclairage (conformément au dimensionnement de la section des conducteurs du circuit), et sans déclenchements intempestifs à l'allumage des lampes.
- Les disjoncteurs modulaires sont réglés suivant les courbes de déclenchement C (seuils de déclenchement instantané de 5 à 10 In) et D (seuils de déclenchement instantané de 10 à 14 In).

Note : FP = Facteur de puissance

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Calibre du disjoncteur modulaire courbes C et D																			
14/18	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
14 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
14 x3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10
14 x4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10
18 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
18 x4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10
21/24	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
21/24 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
28	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
28 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10
35/36/39	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
35/36 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10
38/39 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10
40/42	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
40/42 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	16
49/50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
49/50 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16
54/55	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10
54/55 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16
60	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10

Fig. N52 : Tubes fluorescents à ballast électroniques alimentés en 230 VCA

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C et D																				
6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
9	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
11	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
13	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
14	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
15	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
16	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
17	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
18	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
20	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
21	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
23	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
25	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10

Fig. N53 : Lampes fluo-compactes alimentées en 230 VCA

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C																				
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10
80	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16
125	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20	20
250	6	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	6	16	20	25	25	32	32	32	32	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	16	32	40	50	50	50	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calibre du disjoncteur modulaire courbes D																				
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10
80	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16
125	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20	20
250	6	6	10	10	10	10	16	16	16	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	6	10	16	16	20	20	25	25	25	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	10	20	25	32	40	40	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fig. N54 : Lampes à vapeur de mercure (avec ballast magnétique et correction du FP) alimentées en 230 VCA

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C																				
Ballast magnétique																				
18	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
26	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
35/36	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
55	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10
91	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16
131	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20
135	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	20
180	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	20	20	20	20	25	25	25	25
Ballast électronique																				
36	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
55	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
66	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10
91	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16
Calibre du disjoncteur modulaire courbes D																				
Ballast magnétique																				
18	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
26	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
35/36	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
55	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10
91	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16
131	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20
135	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	20
180	6	6	6	6	10	10	10	10	16	16	16	16	20	20	20	20	25	25	25	25
Ballast électronique																				
36	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
55	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
66	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10
91	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16

Fig. N55 : Lampes à vapeur de sodium basse pression (avec correction du FP) alimentées en 230 VCA

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C																				
Ballast magnétique																				
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16
100	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16
150	6	6	10	10	10	10	10	10	6	16	16	16	16	16	16	20	20	20	25	25
250	6	10	16	16	16	20	20	20	20	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	10	16	20	25	32	32	32	32	32	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	16	32	40	50	50	50	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ballast électronique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10
100	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16
Calibre du disjoncteur modulaire courbes D																				
Ballast magnétique																				
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16
100	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16
150	6	6	6	6	6	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	20	25	25
250	6	6	10	10	16	16	16	16	16	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	6	10	16	16	20	20	25	25	25	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	10	20	32	32	40	40	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ballast électronique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10
100	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16

Fig. N56 *: Lampes à vapeur de sodium haute-pression (avec correction du FP) alimentées en 230 VCA*

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C																				
Ballast magnétique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16
150	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	20	25	25
250	6	10	16	16	16	20	20	20	20	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	6	16	20	25	25	32	32	32	32	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	16	32	40	50	50	50	50	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
1800/2000	25	50	63	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ballast électronique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10
150	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20	20	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes D																				
Ballast magnétique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16
150	6	6	6	6	6	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	20	25	25
250	6	6	10	10	16	16	16	16	16	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	6	10	16	16	20	20	25	25	25	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	16	20	32	32	40	50	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1800	16	32	40	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	20	32	40	50	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ballast électronique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10
150	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20	20	20

Fig. N57 *: Lampes à halogène (avec correction du FP) alimentées en 230 VCA*

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C																				
1800	16	32	40	50	50	50	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	16	32	40	50	50	50	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calibre du disjoncteur modulaire courbes D																				
1800	16	20	32	32	32	32	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	16	25	32	32	32	32	50	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fig. N58 *: Lampes à halogène (avec ballast magnétique et correction du FP) alimentées en 230 VCA*

La surcharge du conducteur de neutre

Le risque

Dans une installation comportant, par exemple, de nombreux tubes fluorescents à ballasts électroniques alimentés entre phases et neutre, le taux d'harmoniques de rang 3 et multiples de 3 peut provoquer une surcharge du conducteur de neutre. Le tableau de la **Figure N59** ci-dessous présente une synthèse du niveau des courants harmoniques H3 typiques générés par des appareils d'éclairage.

Type de lampe	Puissance typique	Mode d'alimentation	Niveau H3 typique
Lampe à incandescence avec gradateur	100 W	Gradateur	5 à 45 %
Lampe à halogène TBT	25 W	Transformateur électronique TBT	5 %
Tube fluorescent	100 W	Ballast magnétique	10 %
	< 25 W	Ballast électronique	85 %
	> 25 W	+ correction du FP	30 %
Lampe à décharge	100 W	Ballast magnétique	10 %
		Electrical ballast	30 %

Fig. N59 : Synthèse du niveau des courants harmoniques H3 typiques générés par des appareils d'éclairage

La solution

En premier lieu l'emploi de conducteur neutre de section réduite (moitié) est à proscrire comme recommandé dans la norme d'installation CEI 60364, section 523-5-3.
En ce qui concerne les protections de surintensités, il est nécessaire de prévoir des disjoncteurs tétrapolaires à neutre protégé (excepté avec le schéma TN-C pour lequel le PEN, conducteur de protection et de neutre confondus, ne doit pas être coupé).
Ce type d'appareil permet également la coupure omnipolaire nécessaire pour ne pas alimenter des luminaires sous la tension composée lors d'un défaut. Ce dispositif de coupure doit donc interrompre simultanément le circuit des phases et du neutre.

Les courants de fuite à la terre

Le risque

A la mise sous tension, les capacités à la terre des ballasts électroniques sont responsables de pointes de courant différentiel susceptibles de provoquer des déclenchements intempestifs des protections.

Deux solutions

L'utilisation de DDR immunisés contre ce type de courants impulsionnels est recommandée, voire indispensable, pour équiper une installation existante (cf. **Fig. N60**).

Pour une nouvelle installation, il est pratique de prévoir des appareils de commande (contacteurs et télérupteurs) statiques ou hybrides qui réduisent ces courants impulsionnels (enclenchement au passage par zéro de la tension).

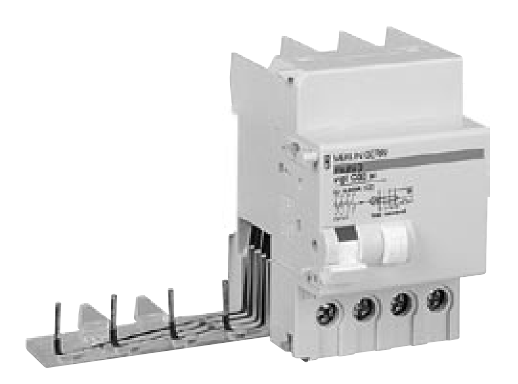


Fig. N60 : DDR type si immunisé contre les courants impulsionnels (marque Scheider Electric)

Les surtensions

Le risque

La mise sous tension d'un circuit d'éclairage provoque, comme nous l'avons illustré dans les paragraphes précédents, un régime transitoire qui se manifeste par une surintensité importante. Cette surintensité s'accompagne d'une forte fluctuation de la tension appliquée aux bornes des charges raccordées au même circuit. Ces fluctuations de tension peuvent être préjudiciables au bon fonctionnement de charges sensibles (micro-informatique, régulateurs de température…).

La solution

Il est recommandé de séparer l'alimentation de ces charges sensibles de l'alimentation des circuits d'éclairage.

La sensibilité des dispositifs d'éclairage aux perturbations de tension du réseau

Coupures brèves

■ Le risque
Les lampes à décharge nécessitent un temps de réallumage de l'ordre de quelques minutes après coupure de leur alimentation.

■ La solution
Un éclairage partiel à réallumage instantané (lampes à incandescence ou tubes fluorescents) doit être prévu si la sécurité l'exige. Son circuit d'alimentation est, selon les règlements en vigueur, en général distinct du circuit d'éclairage principal (voir sous paragraphe 4.4).

Fluctuations de tension

■ Le risque
La plupart des dispositifs d'éclairage (à l'exception des lampes alimentées par ballasts électroniques) sont sensibles aux fluctuations rapides de la tension d'alimentation. Ces fluctuations provoquent un phénomène de papillotement ou flicker qui nuit au confort des utilisateurs et peut même provoquer une gêne importante. Cette gêne est fonction à la fois de la fréquence des variations et de leur amplitude.

La norme CEI 61000-2-2 (« niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites à basse fréquence ») précise l'amplitude maximale admissible des variations de tension en fonction du nombre de variations par seconde ou par minute. Ces fluctuations de tension peuvent être provoquées par des charges fluctuantes de puissance élevée (fours à arcs, machines à souder, démarrage de moteurs) ou les signaux de télécommande.

■ La solution
Des moyens spécifiques peuvent être mis en œuvre pour réduire les fluctuations de tension. Il est toutefois recommandé, dans la mesure du possible, d'alimenter les circuits d'éclairage par un réseau séparé. L'utilisation de ballasts électroniques est préconisée pour les applications exigeantes (hôpitaux, salles blanches, salles de contrôle, salles informatiques…).

4.4 Évolutions des appareils de commande et de protection

L'utilisation de variateurs de lumière est de plus en plus fréquente. Les contraintes à l'allumage sont donc réduites et le déclassement des appareils de commande et de protection est moins important. De nouveaux appareils de protections adaptés aux contraintes des circuits d'éclairage apparaissent, par exemple des disjoncteurs et interrupteurs différentiels modulaires de la marque Schneider Electric spécialement immunisés, tels les interrupteurs ID et les disjoncteurs Vigi de type si. De même les dispositifs de commande et de protection évoluent, certains permettent la télécommande, la gestion journalière, la régulation d'éclairage, la réduction de consommation, etc.

4.5 Éclairage des lieux publics

Éclairage normal

Les textes réglementaires traitant des exigences minimales pour les bâtiments recevant du public dans la plupart des pays européens préconisent :

■ les installations d'éclairage des locaux accessibles au public doivent être commandées et protégées indépendamment des installations d'éclairage des autres locaux,

■ la coupure de l'alimentation des circuits d'éclairage (c'est à dire suite à une fusion d'un fusible ou au déclenchement d'un disjoncteur) ne doit pas résulter dans la perte totale de l'éclairage dans un lieu qui est en capacité de recevoir plus de 50 personnes,

■ la protection par des Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR) doit être répartie sur plusieurs dispositifs (soit plus d'un dispositif doit être installé).

Éclairage de secours (suivant la norme européenne EN-1838)

L'éclairage de secours est prévu pour être utilisé en cas de défaillance de l'alimentation de l'éclairage normal et, par conséquent, son alimentation en est distincte. Il répond à deux besoins :

■ **éclairage de remplacement** : partie de l'éclairage de secours prévue pour permettre la poursuite des activités normales sans grand changement,

■ **éclairage de sécurité** : partie de l'éclairage de secours prévue pour assurer la sécurité des personnes qui évacuent une zone ou qui tentent de terminer un travail potentiellement dangereux avant de quitter les lieux.

L'éclairage de sécurité est subdivisé comme suit :

Éclairage de sécurité
L'objectif prioritaire de l'éclairage de sécurité est de permettre l'évacuation des lieux en toute sécurité en cas de défaillance de l'alimentation normale.
Cet éclairage est cependant destiné :
■ à l'éclairage des moyens d'évacuation,
■ à assurer un niveau d'éclairement uniforme sur toute la surface d'un local, pour permettre une bonne visibilité et éviter toute panique en cas de défaillance de l'éclairage normal,
■ de terminer une opération potentiellement dangereuse avant de quitter les lieux.
L'éclairage de sécurité peut être divisé comme suit :

Éclairage d'évacuation	Éclairage d'ambiance (anti-panique)	Éclairage des emplacements de travaux dangereux
« Le but de cet éclairage est de permettre l'évacuation des lieux en toute sécurité par les occupants en fournissant des conditions de vision et d'orientation appropriées le long des chemins d'évacuation et dans des emplacements particuliers et d'assurer une localisation et une utilisation aisées des équipements de sécurité ou de lutte contre l'incendie. »	« Le but de cet éclairage est de réduire le risque de panique et de permettre aux occupants de se diriger en toute sécurité vers les chemins d'évacuation, en assurant des conditions visuelles appropriées et la recherche des directions d'évacuation. »	« Le but de l'éclairage des emplacements de travaux dangereux est de contribuer à la sécurité des personnes situées au voisinage ou occupées à des activités potentiellement dangereuses et de permettre le bon déroulement de la procédure d'arrêt pour assurer la sécurité des autres occupants des lieux. »

Éclairage de secours et la signalisation de sécurité du chemin d'évacuation

L'éclairage de secours et la signalisation de sécurité du chemin d'évacuation sont très importants pour tous ceux qui conçoivent les systèmes de sécurité. Un choix pertinent aide à accroître le niveau de sécurité d'un bâtiment et permet de mieux gérer les situations d'urgence.
La norme EN 1838 (« Applications d'éclairage - Éclairage de secours ») présente les concepts fondamentaux définissant l'éclairage des chemins d'évacuation : leur éclairage doit permettre une circulation facile par les occupants en leur assurant des conditions de visibilité suffisante et la signalisation claire des parcours d'évacuation.

Les fonctions et le fonctionnement des luminaires

Les spécifications de construction sont couvertes par la norme CEI 60598-2-22 « Règles particulières – Luminaires pour éclairage de secours » et la norme CEI 60598-1 « Luminaires - Partie 1: Exigences générales et essais ».

Durée de fonctionnement

Une spécification de base est la durée de fonctionnement exigée pour l'éclairage de secours. Généralement celle-ci est de 1 heure mais chaque pays peut avoir des exigences de durée différentes suivant les textes réglementaires techniques en vigueur.

Fonctionnement

Les luminaires peuvent être répartis en différents types :

■ Luminaires sans entretien :

□ les lampes sont allumées seulement en cas de défaillance de l'éclairage normal,

□ les lampes sont alimentées par batterie pendant la défaillance de l'éclairage normal,

□ la batterie est automatiquement rechargée dès le retour de l'alimentation du réseau normal.

■ Luminaires avec entretien
□ les lampes peuvent être allumées en permanence,
□ une alimentation spécifique est exigée, en plus de l'alimentation normale, spécialement pour alimenter les lampes. Cette alimentation peut être déconnectée quand le local n'est pas utilisé,
□ les lampes sont alimentées par la batterie durant la défaillance.

4 Les circuits d'éclairage

Conception

L'intégration de l'éclairage de secours dans le réseau d'éclairage normal doit être strictement conforme aux normes des installations électriques dans la conception d'un bâtiment ou d'un local spécifique (cf. **Fig. N61**).

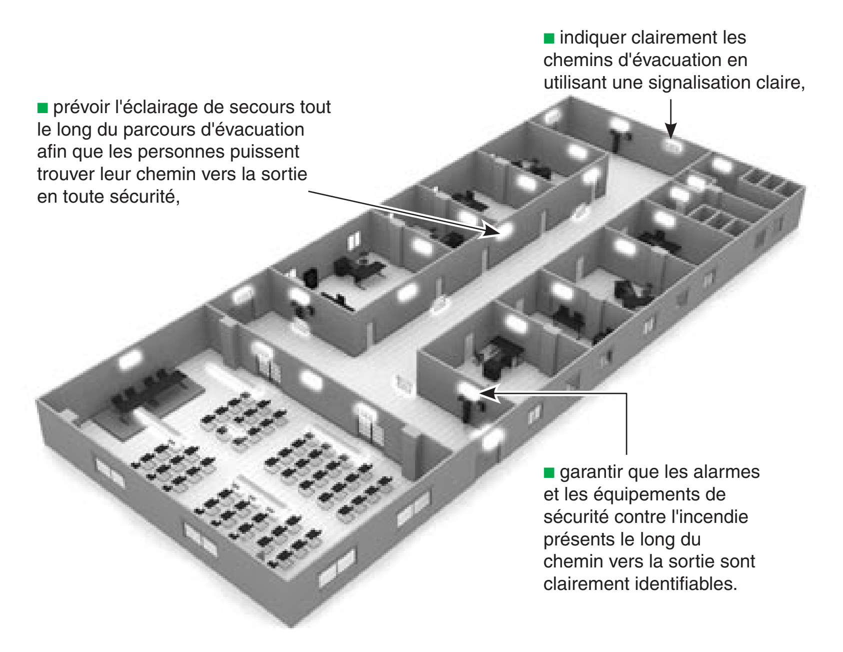


Fig. N61 *: Les principales fonctions d'un système d'éclairage de secours en cas de défaillance de l'éclairage normal*

Normes européennes

La conception d'un système d'éclairage de secours est régie par un certain nombre de prescriptions réglementaires et légales qui sont mises à jours et enrichies au fur et à mesure par de nouvelles publications à la demande des experts qui participent aux travaux législatifs et techniques des normes européennes et internationales (CEI).
Chaque pays a ces propres textes législatifs et réglementaires, en plus des normes techniques qui gèrent les différentes parties du système d'éclairage. Ces textes décrivent les emplacements qui doivent être aménagés avec un éclairage de secours ainsi que les spécifications techniques.
Le travail des concepteurs est de garantir que la conception du projet est bien conforme aux normes.

La norme EN 1838

Un document très important au niveau européen concernant l'éclairage de secours est la norme EN 1838 « « Applications d'éclairage, Eclairage de secours »». Cette norme indique les exigences et les contraintes concernant le fonctionnement et les fonctions d'un système d'éclairage de secours.

Les normes CEN et CENELEC

Le CEN (Comité Européen de Normalisation) a délégué au CENELEC (Comité Européen de Normalisation Électrotechnique) la normalisation pour tout ce qui concerne l'électrotechnique.
Beaucoup de travaux sont réalisés dans le domaine de la sécurité et du secours, en particulier, une distinction a été faite entre les normes pour l'éclairage normal et celles pour l'éclairage de secours.

Les normes EN 60598-2-22 et EN 60598-1

Les spécifications de construction de l'éclairage de secours sont couvertes par les normes européennes EN 60598-2-22 « Règles particulières – Luminaires pour éclairage de secours » et EN 60598-1 « Luminaires - Partie 1: Exigences générales et essais ». Ces normes sont complètement en ligne, respectivement, avec les normes CEI 60598-2-22 et CEI 60598-1.

5 Les moteurs asynchrones

Les moteurs asynchrones sont robustes et fiables, et très largement utilisés : 95% des moteurs installés à travers le monde sont asynchrones. La protection de ces moteurs est donc un sujet de grande importance dans de nombreuses applications.

Les moteurs asynchrones sont utilisés dans une large variété d'applications. Voici quelques exemples de machines :
- pompes centrifuges,
- ventilateurs et des souffleries,
- compresseurs,
- concasseurs,
- convoyeurs,
- ascenseurs et grues,
- ...

Les conséquences d'une panne moteur due à une mauvaise protection ou à un dysfonctionnement du circuit de contrôle peuvent être les suivantes :
- pour les personnes :
  - l'asphyxie due à l'obstruction des conduits d'air d'une ventilation,
  - l'électrocution due à la défaillance de l'isolation du moteur,
  - un accident dû au non-arrêt du moteur après une panne du circuit de contrôle ;
- pour la machine et le processus :
  - endommagement des accouplements d'arbres, des essieux, ou des courroies de transmission, ... en raison d'un décrochage du rotor,
  - perte de production,
  - délai de fabrication ;
- pour le moteur lui-même :
  - enroulements brûlés en raison d'un blocage du rotor,
  - coût des réparations,
  - coût de remplacement en cas de destruction.

Par conséquent, la sécurité des personnes et des biens, ainsi que les niveaux de fiabilité et de disponibilité, sont fortement dépendants du choix des équipements de protection.
En termes économiques, c'est le coût global des défauts qui doit être considéré. Ce coût augmente avec la taille du moteur et avec les difficultés d'accès et de remplacement. La perte de production est un autre facteur important et évident.
Les caractéristiques spécifiques de la performance motrice influencent les circuits d'alimentation requis pour le bon fonctionnement de l'équipement.
Le circuit d'alimentation de puissance d'un moteur présente des contraintes qui ne sont pas normalement rencontrées dans les autres circuits de distribution électrique. Elles sont dues aux caractéristiques particulières des moteurs directement alimentés par ce circuit, telles que :
- le courant élevé de démarrage (voir **Fig. N62**), qui est essentiellement réactif, et peut donc être la cause d'importante chute de tension,
- le nombre et la fréquence des démarrages qui peuvent être élevés.

L'importance des courants de démarrage signifie que les dispositifs de protection contre les surcharges moteur doivent avoir des caractéristiques de fonctionnement particulières afin d'éviter le déclenchement durant cette période de démarrage.

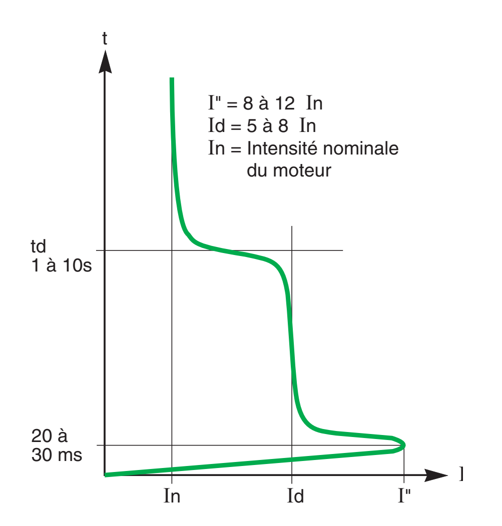


Fig. N62 : Caractéristiques du courant du démarrage direct d'un moteur asynchrone.

5.1 Les systèmes de contrôle-moteur

Il existe plusieurs systèmes de contrôle-moteur présentés dans des tableaux ci-contre, leurs caractéristiques (cf. **fig. 63a**), leurs avantages et inconvénients (cf. **fig. 63b**).

	I_d / I_n	C_d / C_n	Contrôle de vitesse	Contrôle du couple
Démarrage direct	5-10	5-10	Non	Non
Etoile – Triangle	2-3	1-2	Non	Non
Auto-transformateur	2-3	1-2	Non	Non
Démarreur progressif	3-5	1,5-2,5	Non	Oui
Variateur de vitesse	1,5	1,5-2	Oui	Oui

Fig. N63a : Principales caractéristiques des différents systèmes de contrôle-moteur.

	Intérêt principal	Inconvénient
Démarrage direct	Coût réduit Couple élevé au démarrage	Courant de démarrage important
Etoile – Triangle	Courant de démarrage réduit	Couple réduit au démarrage
Auto-transformateur	Courant de démarrage réduit	Poids important
Démarreur progressif	Courant de démarrage réduit Contrôle du démarrage et de l'arrêt	Couple réduit au démarrage
Variateur de vitesse	Contrôle de la vitesse Economie d'énergie à vitesse réduite	Coût élevé

Fig. N63b : Avantages et inconvénients des différents systèmes de contrôle-moteur.

5.2 Fonctions de protection moteur

Ce sont les dispositions mises en œuvre afin d'éviter le fonctionnement des moteurs dans des conditions anormales qui pourraient entraîner des événements négatifs tels que : surchauffe, vieillissement prématuré, destruction des enroulements électriques, dommages dans la boîte de vitesses ou de l'attelage, ...

Trois niveaux de protection sont proposés : « Classique », « Avancée », « Haute performance », qui peuvent être adoptées en fonction de la complexité et de la puissance de la machine.

- Classique : Ce niveau réunit toutes les fonctions habituelles de protection pour ce type de moteur employé dans des applications courantes.
- Avancée : Ces fonctions de protection s'appliquent à des machines plus complexes demandant une attention particulière.
- Haute performance : Ce sont des fonctions de protection nécessaires pour des moteurs de haute puissance, spécifiques pour des applications exigeantes ou des moteurs participant à des processus critiques.

Niveaux de protection >> Fonction	Classique	Avancée	Haute performance
Court-circuit			
Thermique (surcharge)			
Déséquilibre de phases			
Perte d'une phase			
Surintensité			
Défaut à la terre			
Démarrage trop long			
Blocage du rotor			
Baisse d'intensité			
Inversion de phases (courants)			
Surchauffe du moteur (par capteurs)			
Démarrages trop fréquents			
Délestage			
Déséquilibre de tensions			
Perte de tension d'une phase			
Inversion de phases (tensions)			
Baisse de tension			
Surtension			
Baisse de puissance			
Sur-puissance			
Baisse du facteur de puissance			
Augmentation du facteur de puissance			

Fig. N64 : Classification des fonctions de protection

Voici une liste des fonctions de protection moteur et leur mode d'action.

Court-circuit : déconnexion du moteur en cas de court-circuit entre les bornes du moteur ou dans ses enroulements.

Thermique (surcharge) : déconnexion dans le cas d'un fonctionnement prolongé avec un couple supérieur à la valeur nominale. Cette surcharge est détectée par la détection d'un excès de courant statorique ou de l'élévation de température au sein du stator en utilisant des sondes PTC.

Déséquilibre de phases : déconnexion en cas de déséquilibre élevé entre les courants de phase, déséquilibre provoquant une perte de puissance accrue et une surchauffe.

Perte d'une phase : déconnexion si un courant de phase est égal à zéro, qui est révélateur de la rupture d'un câble ou d'une connexion.

Surintensité : alarme ou déconnexion du moteur en cas d'une élévation de courant révélant un couple résistant trop important sur l'arbre.

Défaut à la terre : déconnexion en cas de défaut d'isolement entre les circuits du moteurs et la terre. Une action rapide peut éviter une destruction complète du moteur qu'un courant de défaut même limité peut provoquer.

Démarrage trop long (décrochage) : déconnexion en cas de d'un démarrage plus long que la normale pouvant avoir pour cause un problème mécanique ou une tension trop faible, ceci afin d'éviter la surchauffe du moteur.

Blocage du rotor : déconnexion lorsque le moteur sous tension est arrêté (ex. : concasseur engorgé) afin d'éviter la surchauffe et des contraintes mécaniques.

Baisse d'intensité : alarme ou déconnexion du moteur en cas d'une baisse de courant révélant un état de marche à vide tel que cavitation ou désamorçage d'une pompe de vidange ou encore arbre cassé.

Inversion de phases (courants) : déconnexion quand une mauvaise séquence de phase est détectée.

Surchauffe du moteur (par des capteurs) : alarme ou déconnexion en cas de température élevée détectée par des sondes.

Démarrages trop fréquents : empêche tout nouveau démarrage pour éviter la surchauffe du moteur provoquée par des démarrages trop fréquents.

Délestage : déconnexion du moteur quand une chute de tension est détectée, afin de réduire la charge de sa source d'alimentation et permettre un retour à la normale de la tension.

Déséquilibre de tensions : déconnexion en cas d'un important déséquilibre de tension, pouvant provoquer une perte de puissance et une surchauffe.

Perte de tension d'une phase : déconnexion lorsqu'une phase de la tension d'alimentation est manquante. Protection nécessaire pour éviter la marche en monophasé d'un moteur triphasé, car ce défaut entraîne une réduction du couple du moteur en mouvement et l'augmentation de son courant statorique, ou l'impossibilité de démarrer.

Inversion de phases (tensions) : empêche le démarrage avec la rotation inversée du moteur en cas d'un mauvais raccordement des câbles aux bornes du moteur, erreur possible lors de la maintenance par exemple.

Baisse de tension : empêche le démarrage du moteur ou le déconnecte, car une tension d'alimentation réduite ne peut pas assurer un fonctionnement correct du moteur.

Surtension : empêche le démarrage du moteur ou le déconnecte, car une tension d'alimentation trop importante ne peut pas assurer un fonctionnement correct du moteur.

Baisse de puissance : alarme ou déconnexion en cas de puissance inférieure à la normale, car cette situation est révélatrice d'un état de marche à vide tel que cavitation ou désamorçage d'une pompe de vidange ou encore arbre cassé. .

Sur-puissance : alarme ou déconnexion du moteur en cas de puissance plus élevée que la normale, cette situation est révélatrice d'une machine en surcharge.

Baisse du facteur de puissance : alarme, protection utilisée pour détecter la baisse de puissance avec des moteurs ayant un courant à vide élevé.

Augmentation du facteur de puissance : alarme, protection utilisée pour détecter la fin de la phase de démarrage.

La conséquence d'une surchauffe anormale d'un moteur est une diminution de l'isolement de ses bobinages, conduisant ainsi à une réduction significative de la durée de vie du moteur. Ceci est illustré sur la **figure N65**, et justifie l'importance de la protection de surcharge ou de surchauffe.

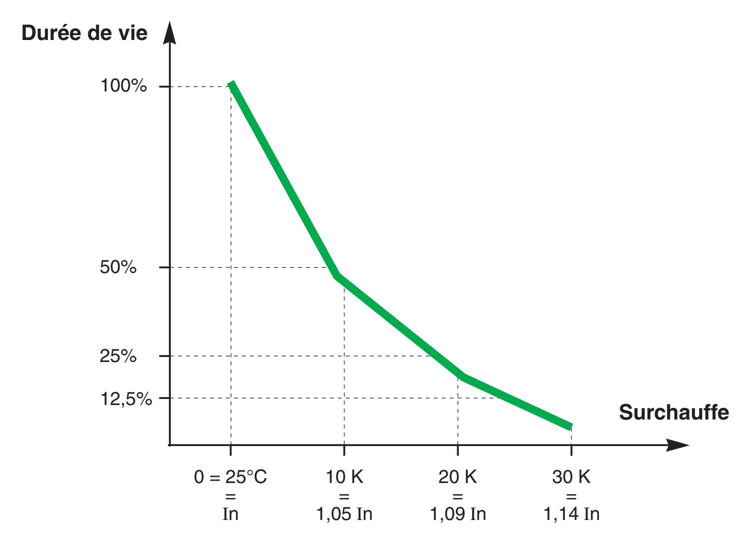


Fig. N65 : Réduction de la durée de vie d'un moteur en fonction de sa surchauffe

Les relais de surcharge (thermique ou électronique) protègent les moteurs contre les surcharges, mais ils doivent permettre la surcharge temporaire causée par le démarrage sauf si le temps de démarrage est anormalement long.
Selon l'application, le temps de démarrage d'un moteur peut varier de quelques secondes (pas de charge au démarrage, faible couple résistant, etc) à plusieurs dizaines de secondes (pour un couple résistant élevé par exemple dû à la forte inertie de la charge entraînée). Il est donc nécessaire d'adapter les relais appropriés à la durée du démarrage.
Pour répondre à cette exigence, la norme CEI 60947-4-1 définit plusieurs classes de relais caractérisées par leurs courbes de déclenchement (voir **Fig. N65a**).
La courbe d'un relais doit être choisie en fonction du courant nominale du moteur et de son temps de démarrage.
Les relais de classe 10 sont adaptés aux moteurs d'usage courant.
Les relais de classe 20 sont recommandés pour les gros moteurs.
Les relais de classe 30 sont nécessaires pour les très longs démarrages de moteur.

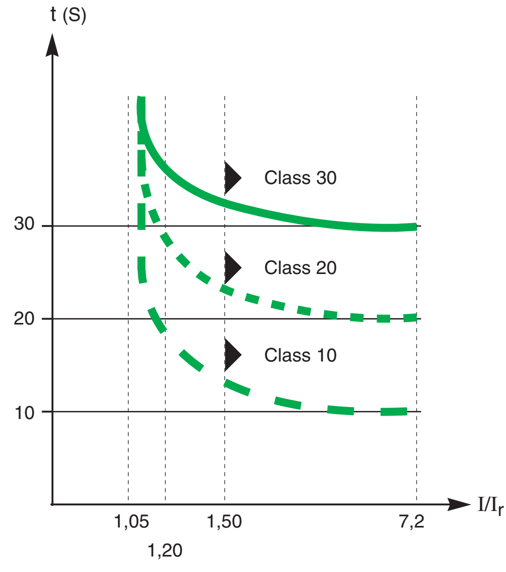


Fig. N65a : Courbes de déclenchement des relais de surcharge

5.3 La surveillance des moteurs

L'objectif de la mise en œuvre des dispositifs de mesure est d'assurer une surveillance continue des conditions de fonctionnement des moteurs. Les données recueillies peuvent être utilisées avec une grande utilité pour l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'extension de la durée de vie des moteurs, ou pour la programmation des opérations de maintenance.

Trois niveaux de performance pour les programme de surveillance sont proposés : « Classique », « Avancée », « Haute performance », qui peuvent être choisis, en fonction de la complexité et de la puissance de la machine.

Niveaux de performance >> Mesures réalisées	Classique	Avancée	Haute performance
Courants			
Courant moyen			
Déséquilibre de phases			
Niveau d'échauffement			
Température du moteur (par capteurs)			
Tension entre phases			
Démarrage trop long			
Déséquilibre de tensions			
Puissance active			
Puissance réactive			
Facteur de puissance			
Energie active			
Energie réactive			

Fig. N65b : Mesures réalisées selon le niveau de performance du programme de surveillance

Voici une liste des variables les plus utiles à surveiller, et l'avantage accordé par la mesure.

Courants : ils sont directement responsables de l'échauffement des conducteurs et des bobinages des moteurs et donc d'une éventuelle réduction de leur durée de vie. Ce sont des variables les plus importantes à surveiller. Leurs valeurs donnent aussi une indication directe sur la charge du moteur et les contraintes subies par la machine.

Courant moyen : il permet de connaître la charge moyenne du moteur et si le moteur est bien adapté, ou non, à la machine.

Déséquilibre de phases : un tel déséquilibre provoque des pertes supplémentaires dans le moteur, c'est une variable importante à contrôler.

Niveau d'échauffement : sa valeur permet d'apprécier la capacité de surcharge restante et la marge de sécurité.

Température du moteur (par des capteurs) : cette valeur permet de connaître les réelles conditions thermiques de fonctionnement, en tenant compte de la charge du moteur, de la température ambiante et de l'efficacité de sa ventilation.

Tension entre phases : ce contrôle de tension indique si le moteur fonctionne dans des conditions normales ou non. En effet, trop élevées ou trop basses, les tensions de phase sont responsables de l'augmentation de courant dans le moteur pour une charge donnée.

Déséquilibre de tensions : comme le déséquilibre de phases, il est responsable de pertes supplémentaires dans le moteur, c'est donc aussi une variable importante à contrôler.

Puissance active : indication de la charge appliquée au niveau du moteur.

Puissance réactive : indication de la puissance réactive qui peut être nécessaire de compenser par la mise en œuvre de condensateurs.

Facteur de puissance : indication du niveau de charge du moteur.

Energie active : permet de rapprocher la quantité d'énergie consommée au temps de fonctionnement ou à la quantité de marchandises produites par machine.

Énergie réactive : permet de déterminer la nécessité de la mise en œuvre de condensateurs afin d'éviter le paiement de pénalités à l'utilitaire.



Fig. N65c : Dispositif « haute performance » de protection et de surveillance de moteur (TeSys T, Schneider Electric).

5.4 Configurations de démarreur-moteur

Différentes configurations de commande et de contrôle des moteurs sont couramment proposés. Quelques exemples sont présentés sur la **figure N66**.

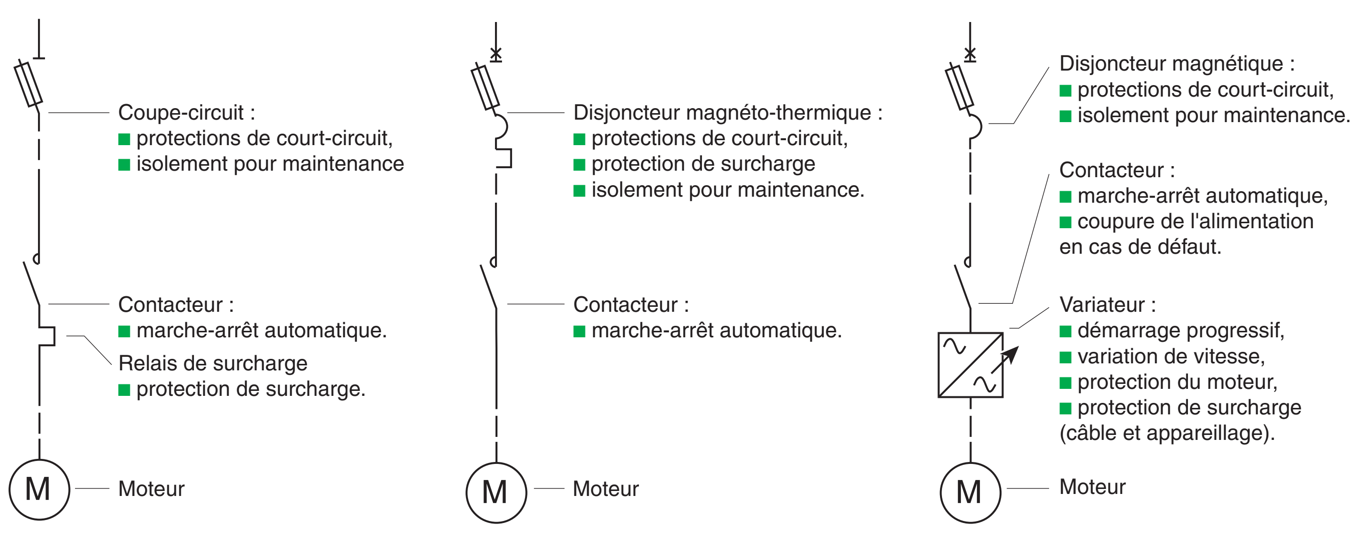


Fig. N66 : Les combinaisons des différentes fonctions d'un démarreur-moteur

La commande et le contrôle des moteurs font l'objet de différentes normes en vigueur listées sur la **figure N67**.

Normes	Titre
CEI 60947-1	Basse-tension - Règles générales
CEI 60947-4-1	Contacteurs et démarreurs de moteurs Contacteurs électromécaniques et démarreurs de moteurs
CEI 60947-4-2	Appareillage à basse tension - Partie 4-2: Contacteurs et démarreurs de moteurs - Gradateurs et démarreurs à semiconducteurs de moteurs à courant alternatif.
CEI 60947-6-2	Appareillage à basse tension - Partie 6-2: Matériels à fonctions multiples - Appareils (ou matériel) de connexion de commande de protection (ACP).
CEI 61800	Entraînements électriques de puissance à vitesse variable.

Fig. N67 : Normes applicables aux démarreurs de moteurs

Différentes catégories d'emploi des contacteurs en courant alternatif ont été définies par la norme CEI 60947-4-1, elles sont présentées dans la **figure N68** avec leurs applications typiques.

Catégorie	Les applications typiques
AC-1	Charges non-inductives ou légèrement inductives, fours à résistance.
AC-2	Moteurs à bague (démarrage, arrêt des moteurs en marche)
AC-3	Moteurs à cage d'écureuil (démarrage, arrêt des moteurs en marche)
AC-4	Moteurs à cage ou à bagues, avec freinage en contre-courant (par inversion de phases) et marche par “à-coups” (démarrage, arrêt des moteurs en marche).

Fig. N68 : Différentes catégories d'emploi des contacteurs en courant alternatif utilisés pour le contrôle moteur asynchrone.

5.5 Coordination des protections

Le dispositif de protection contre les courts-circuits doit être parfaitement coordonné avec le dispositif de protection contre les surcharges.
Des normes, CEI 947-4-1 et 947-6-2, définissent trois types de coordination qui précisent les degrés de
destruction acceptables pour les appareillages concernés après court-circuit et les niveaux de service
attendus (cf. tableau de la **figure N69**).
Les associations des dispositifs satisfaisant ces coordinations sont établies par des constructeurs de relais tel Schneider Electric.

Type de coordination	Conséquences d'un court-circuit	Champ d'application
Type 1	Le contacteur ou le démarreur ne doit causer aucun danger pour les personnes et l'installation et peut nécessiter une réparation avec remplacement de pièces avant une nouvelle utilisation	Applications courantes. Machines de base.
Type 2	Le contacteur ou le démarreur ne doit causer aucun danger pour les personnes ou l'installation et doit être en état pour une utilisation ultérieure. Le risque de soudure des contacts est admis, et le fabricant doit indiquer les mesures à prendre en ce qui concerne l'entretien de l'équipement.	Processus avec contraintes de disponibilité, par exemple : chaîne de fabrication, machines industrielles critiques.
Coordination totale : Continuité de service	Aucun dommage ou d'inadaptation autorisé. Redémarrage immédiatement possible après suppression du défaut. Pas de précaution nécessaire.	

Fig. N69 : Les degrés de destruction acceptables selon les types de coordination.

Parmi les solutions possibles pour protéger un moteur, l'association disjoncteur + contacteur + relais thermique [(1)] présente de nombreux avantages.

5.6 Protection de base : la solution disjoncteur + contacteur + relais thermique

Avantages

Cette association procure à l'installation facilité d'exploitation et d'entretien, par :

- réduction de la charge d'entretien de l'installation : le disjoncteur évite l'emploi de fusibles et leurs inconvénients (stock, problème de type et de calibres des fusibles),
- meilleure continuité d'exploitation : l'installation peut être remise en route immédiatement après élimination du défaut et après vérification du démarreur,
- adjonctions aisées de toutes les fonctions complémentaires demandées à un équipement de départ moteur,
- coupure omnipolaire assurée (le risque de marche en monophasé du moteur est ainsi supprimé),
- coupure en charge du circuit en cas de défaillance du contacteur,
- verrouillage,
- signalisations diverses,
- meilleure protection du démarreur pour des courants de court-circuit inférieurs à environ 30 fois le courant assigné du moteur[(2)] (cf. **Fig. N70**),
- possibilité de protection différentielle intégrée :
  - prévention des risques d'incendie (sensibilité 500 mA),
  - protection contre la destruction du moteur (perforation des tôles) en détectant les défauts d'isolement phase-masse (sensibilité 300 mA à 30 A).

(1) L'association d'un contacteur et d'un relais thermique est un discontacteur

(2) Dans la majorité des cas, les défauts développant des courants de court-circuit se produisent au niveau du moteur, de sorte que le courant est limité par les câbles et les bobinages du stator, et ces défauts sont alors appelés « courts-circuits impédants »

Fig. N70 : Courbes de fonctionnement de l'association disjoncteur + contacteur + relais thermique (1)

Conclusion
L'association disjoncteur + contacteur + relais thermique pour la commande et la protection de départs moteurs est parfaitement appropriée quand :

- le service entretien de l'installation est réduit ; c'est le cas en général du tertiaire et des petites et moyennes industries,
- le cahier des charges impose des fonctions complémentaires,
- l'utilisation nécessite un organe de coupure en charge en cas de non ouverture du contacteur.

5.7 Appareil de connexion, de commande et de protection (ACP)

Les ACP ou « démarreurs-contrôleurs » sont conçus pour remplir simultanément les fonctions de commande et de protection (surcharge et court-circuit). De plus, ils sont conçus pour pouvoir effectuer des manœuvres de commande dans le cas d'un court-circuit.

Les ACP peuvent aussi assurer des fonctions additionnelles telles que le sectionnement, et ainsi les fonctions d'un « démarreur moteur » sont totalement remplies. Les ACP doivent être conformes à la norme CEI 60947-6-2 (NF EN 60947-6-2), qui définit notamment les valeurs assignées et les catégories d'emplois d'un ACP (qui sont parfaitement homogènes à celles définies par la CEI 60947-4-1 (NF EN 60947-4-1) pour les contacteurs).
Les fonctions remplies par les ACP sont coordonnées et combinées de manière à permettre la continuité du service pour tous les courants jusqu'à leur pouvoir assigné de coupure de service en court-circuit Ics. Même si l'ACP n'est pas constitué par un appareil unique, ses caractéristiques sont assignées comme pour un seul appareil. D'autre part, la garantie de « la coordination totale » de toutes les fonctions assurent l'utilisateur d'avoir un choix simple avec une protection optimale qui est facile à mettre en œuvre.
Bien que présenté comme un appareil unique, un ACP peut avoir une modularité identique ou plus grande qu'une solution démarreur-moteur à « 3 produits ». Ceci est le cas avec le démarreur-contrôleur « Tesys U » (cf. **Fig. N71**).

Unités de contrôle (UC)

Modules de fonctions et de communication

1/L1 3/L2 5/L3 – QF1 U.C. 2/T1 4/T2 6/T3 U1 V1 W1 M 3 ~

Fig. N71 : Exemple de la modularité d'un ACP (démarreur-contrôleur Tesys U de Schneider Electric)

Ces démarreurs-contrôleurs peuvent être équipés d'une unité de contrôle assurant les fonctions de commande et de protection, interchangeable à tout moment, pour des moteurs de 0,15 A à 32 A dans une « base puissance » ou « base unité » de calibre 32 A.

Des fonctionnalités additionnelles peuvent être installées en terme de
- puissance : des blocs limiteurs, des blocs inverseurs ;
- contrôle et commande :
  - modules de fonctions, d'alarmes, d'indication de charge moteur, de réarmement automatique, etc.,
  - modules de communication : AS-I, Modbus, Profibus, CAN-Open, etc.,
  - modules de contacts auxiliaires, de contacts additifs.

De nombreuses fonctions de communication sont disponibles sur ces démarreurs-contrôleurs (cf. **Fig. N72**)

	Unités de contrôle		
Fonctions disponibles	**Standard**	**Évolutif**	**Multifonction**
État du rotor (prêt, en marche, en défaut)	■	■	■
Commande marche/arrêt	■	■	■
Alarme thermique		■	■
Réarmement à distance via le bus		■	■
Indication de charge		■	■
Différentiation des défauts		■	■
Alarmes (surintensités...)			■
Réglage des paramètre et référence des fonctions de protection			■
Fonction « historique »			■
Fonction de « surveillance »			■

■ *Informations disponibles sur le bus (Modbus) et fonctions réalisées*

Fig. N72 : Fonctions de communication Tesys U

5.8 Le système iPMCC

iPMCC -Intelligent Power and Motor Control Centre

C'est un système intelligent intégrant des relais intelligents de protection moteur dans de très fiables armoires électriques MCC -Power Motor Control Centre-. La connectabilité au système de surveillance et de contrôle est assurée par le biais d'un réseau de communication industrielle.

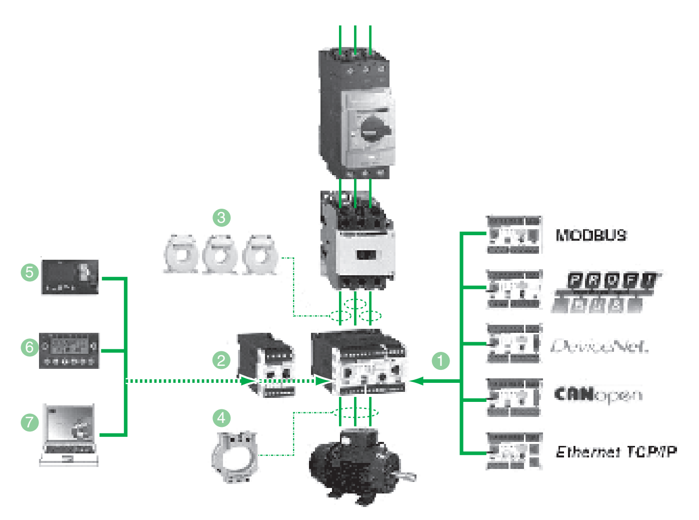
Cette solution est particulièrement utilisée dans les grands sites industriels et infrastructures, avec un processus continu ou hybride, et chaque fois que la continuité de service est une priorité.

iMPR -Intelligent Motor Protection Relay)

Les relais intelligents de protection moteur sont les composants clé d'une installation iPMCC. Ce sont des dispositifs contrôlés par microprocesseur.

Ce système de surveillance et de protection est fondée sur des mesures effectuées par des capteurs, tels que les transformateurs de courant, transformateurs de tension (intégrés ou externes), capteurs thermiques, détecteurs de fuite à la terre,... A partir de ces mesures et des paramètres, il détermine les conditions d'anomalie ou de risques potentiels pour les moteurs et les opérateurs.

Selon le modèle de protection moteur, un iMPR a la capacité de détecter de nombreux types de défauts. C'est une grande amélioration par rapport au relais de protection thermique. En outre, de nombreuses fonctions complémentaires peuvent être mises en oeuvre par un iMPR : surveillance, alarme, enregistrement des défauts, calculs statistiques, communication, etc...



1: relais de protection moteur avec capacité de communication
2: module d'extension de mesure de tension
3: capteurs des courants phase
4: détecteur de fuite à la terre
5, 6, 7: Différentes interfaces « Homme-Machine »

Fig. N73: Exemple de composition d'un iMPR (TeSys T de Schneider Electric)

MCC -Motor Control Centre-

C'est une armoire de distribution électrique qui regroupe tous les démarreurs-moteurs d'un processus ainsi que des bus pour une communication sûre et fiable, afin de construire une installation centralisée. La gestion centralisée des départs-moteurs est demandée pour faciliter l'exploitation et la maintenance dans de nombreuses industries et infrastructures. Des armoires MCC comportant des unités fonctionnelles (UF) débrochages sont utilisées dans des applications critiques, car les interventions sont plus faciles à gérer en cas de défaut : les démarreurs-moteurs défectueux peuvent être remplacés rapidement, sans arrêt de l'ensemble de l'armoire électrique.

Des unités fonctionnelles fixes ou déconnectables peuvent être utilisées pour des applications moins critiques.

Pour garantir la disponibilité, la sécurité et la fiabilité de l'application, une armoire MCC doit être un ensemble de série (ES) ou un ensemble dérivé de série (EDS). ES et EDS sont des équipements BT définis par les normes CEI 60 439-1 qui imposent différentes caractéristiques techniques, règles de conception et d'essais. Pour les systèmes iPMCC ces essais sont importants, notamment celui de l'échauffement car les équipements électroniques sont particulièrement sensibles à la chaleur.

Une armoire MCC est différente d'une armoire électrique universelle qui ne peut être utilisée que pour accueillir un groupe de quelques départs-moteurs. Une armoire électrique universelle a des caractéristiques électriques moins exigeantes, et ne comporte pas de séparation entre les différentes unités fonctionnelles contenant des départs-moteurs. Par conséquent, un arrêt complet des armoires universelles est nécessaire pour les opérations de maintenance ou pour tous les réglages des démarreurs.

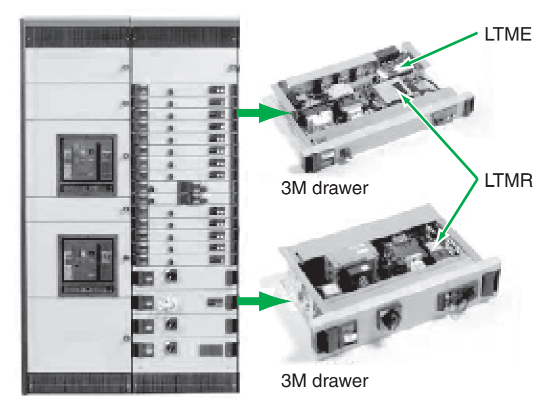


Fig. N74 : Exemple d'une armoire électrique iPMCC à tiroirs (Okken de Schneider Electric)

IPMCC offre de grands avantages à toutes les étapes de la vie d'une installation électrique : pour sa conception et sa réalisation, comme pour son exploitation.

- Amélioration de l'efficacité du projet :
  - réduction des études avec des démarreurs qui sont plus normalisés dans une plus large gamme de puissance,
  - réduction du câblage sur site grâce à des bus,
  - réduction des temps de réglage avec le téléchargement des paramètres.
- Réduction des temps de mise en service :
  - meilleure compréhension des évènements du processus grâce aux diagnostics et aux statistiques détaillées,
  - plus grande rapidité dans la recherche des bogues et du correction des erreurs,
  - plus grande facilité de dépannage des problèmes de démarrage du processus.
- Amélioration de la continuité de service :
  - meilleure protection des moteurs et des charges en utilisant des capteurs plus précis et des modèles plus précis de protection moteur,
  - réduction des temps d'arrêt intempestif avec des alarmes permettant de corriger les problèmes avant qu'un déclenchement ne se produise.
- Réduction des coûts d'exploitation et d'entretien :
  - moins d'arrêt,
  - dépannages plus rapides,
  - moins de stock de pièces de rechange,
  - stratégie de maintenance préventive.
- Réduction des coûts et du temps nécessaire pour des évolutions des installations :
  - études simplifiées,
  - pas de câblage nécessaire,
  - simplification des réglages,
  - mise en service et réglage du processus facilités.

Une offre iPMCC complète concentre les connaissances et l'expérience de la distribution électrique, de la protection et du contrôle des moteurs, de l'automatisation et de l'installation. C'est pourquoi peu de constructeurs de la distribution électrique et de l'automatisation peuvent proposer une telle offre.

5.9 Communication

Une configuration iPMCC est faite de nombreux de départs-moteurs. Afin de contrôler le système, il est nécessaire d'envoyer beaucoup d'informations telles que états des moteurs, mesures des courants, alarmes, etc. Le traditionnel câblage fil à fil n'est pas un moyen efficace et rentable quand il y a beaucoup de données à transmettre. Aujourd'hui, la transmission via des réseaux de communication, ou bus, est la meilleure méthode.

La communication a besoin d'une langue commune appelé protocole de communication. La **figure N75** indique les protocoles couramment utilisés aux différents niveaux des réseaux de communications industriels. À l'heure actuelle, les protocoles de bus les plus populaires sont Modbus SL, Profibus-DP et DeviceNet, tandis que l'usage d'Ethernet TCP / IP est en croissance très rapide.

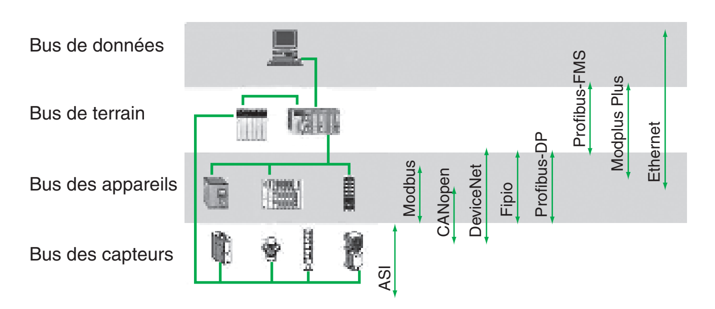


Fig. N75 : Différents protocoles de communication

Modbus

Modbus est un protocole de communication du niveau « application ». Il est indépendant de la couche physique (bus).

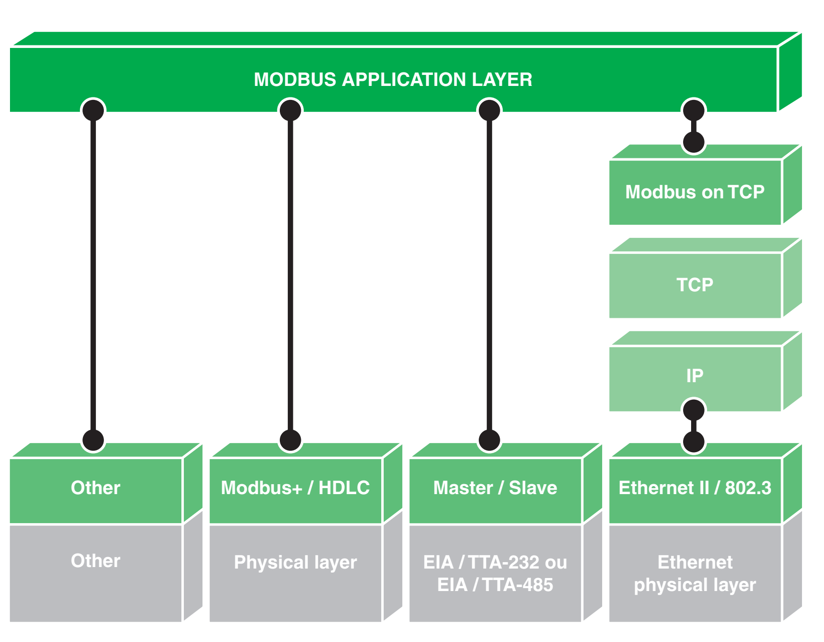


Fig. N76 : Une architecture Modbus

Modbus SL (liaison série)

Les protocoles Modbus peuvent être employés sur des liaisons RS232, RS442 ou RS485 ainsi qu'avec d'autres médias, comme Ethernet.
Modbus SL est le protocole de dialogue appliqué aux liaisons série, basé sur une structure de type maître/esclave : le maître pose des questions et les esclaves donnent les réponses, et même lorsque plusieurs périphériques sont connectés à une ligne en série, un seul appareil peut parler à la fois. Il est utilisé pour des réseaux d'automates programmables.
La solution Modbus RS485 a été la plus utilisée dans le monde. Elle permet des vitesses de communication allant jusqu'à 115 kbps, mais la plupart des dispositifs supportent seulement des communications jusqu'à 19,2 kbps. Elle est d'un faible coût de mise en œuvre. Cette solution a la plus large base installée et de réseaux de fournisseurs. Le point faible de Modbus SL est sa vitesse de transmission limitée par la vitesse des lignes en série et le nombre maximum d'appareils. Modbus SL peut être confronté à certains problèmes dans son application sur des sites industriels très importants, mais il est encore un choix économique et raisonnable pour la majorité des systèmes de protection moteur.

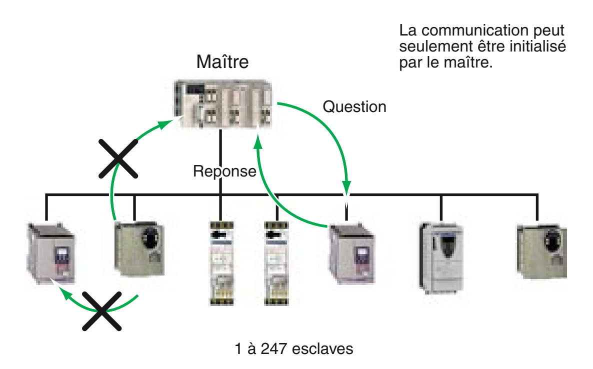


Fig. N77 : Une architecture Modbus SL

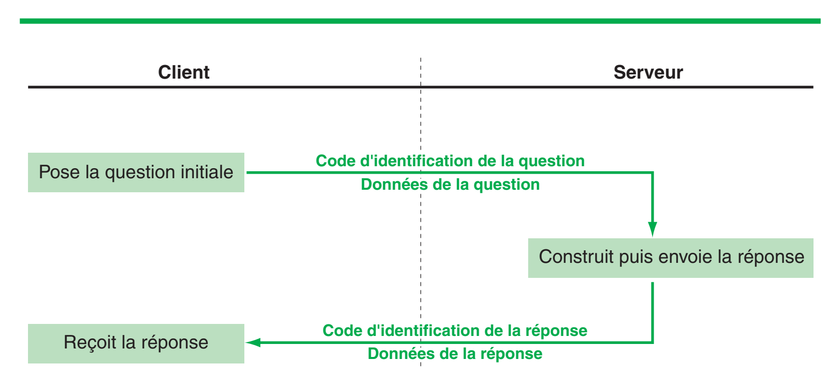


Fig. N77a : Les échanges Modbus SL

Modbus / TCP

Le protocole Modbus / TCP utilise le standard Ethernet 10 Mbps pour véhiculer toute la structure des messages Modbus.
Il offre une vitesse très rapide et accepte un grand nombre de périphériques dans un même réseau.
Il facilite l'intégration d'un équipement MCC dans le réseau local (LAN) d'une entreprise, aussi il est préféré par de plus en plus de clients et s'avère un excellent choix pour les applications des grands chantiers.

Contrairement à Modbus SL, Modbus / TCP fonctionne sur un concept client / serveur :

- un client initie les demandes et les réponses d'un serveur,
- n'importe quel périphérique peut être un client ou un serveur,
- de nombreux appareils sont à la fois client et serveur dans le même temps,
- un réseau peut réunir de nombreux clients,
- plusieurs clients peuvent envoyer des requêtes au même moment et plusieurs serveurs peuvent répondre en même temps,
- un client peut parler à plusieurs serveurs en même temps,
- un serveur peut répondre à plusieurs clients en même temps,
- Ethernet dirige et s'assure de la livraison des données à tous les périphériques en même temps.

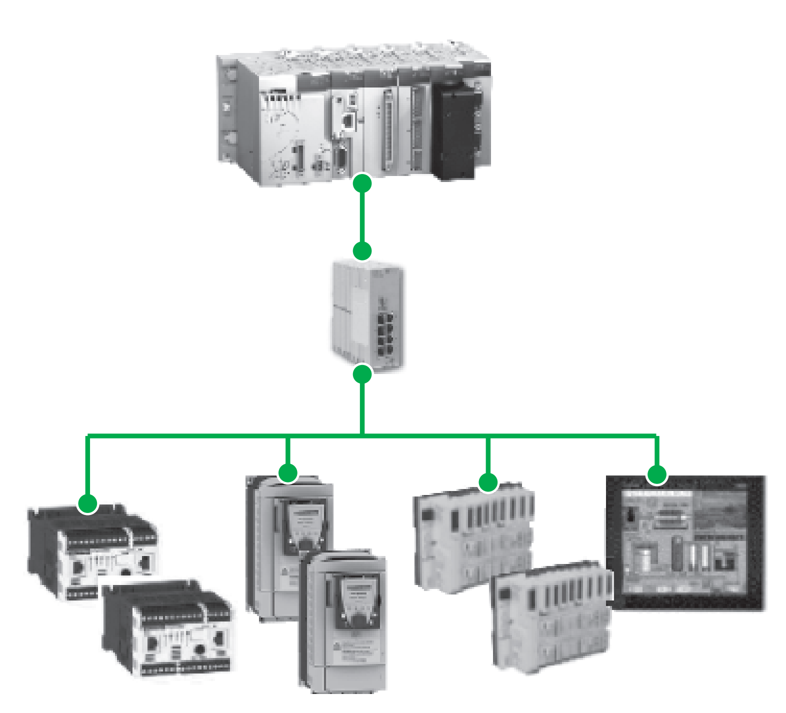


Fig. N78 : Une architecture typique de la communication

Les différences entre Modbus / TCP et Modbus SL

Avec Modbus / TCP :

- chaque appareil peut être client et serveur au même moment.
- tous les appareils peuvent échanger simultanément : plusieurs appareils peuvent initier des communications, et non un seul. Le temps de réponse du système est augmenté par des communications simultanées.
- plusieurs demandes peuvent être envoyées d'un appareil à un autre sans attendre les réponses aux questions précédentes. Pour cela des données sont ajoutées au message Modbus afin de pouvoir associer une réponse à sa demande spécifique, elles constituent l'identifiant de transaction Modbus.
- la vitesse de transmission est plus importante : 10 Mb, 100 Mb, 1 Gb.
- les supports de transmission sont d'un emploi beaucoup plus souple et leurs coûts moins élevés : fibre optique, liaison radio, etc
- le nombre de noeuds sur un simple réseau est presque illimitée : le maximum recommandé est d'environ 300, mais des routeurs peuvent être utilisés pour relier plusieurs réseaux.

Modbus IO Scanning

Modbus IO Scanning est une fonctionnalité des automates programmables Schneider Electric. Elle permet de simples échanges Modbus avec un simple terminal de configuration. Il suffit de préciser l'adresse, le temps d'interrogation et les données à lire et / ou d'écrire.

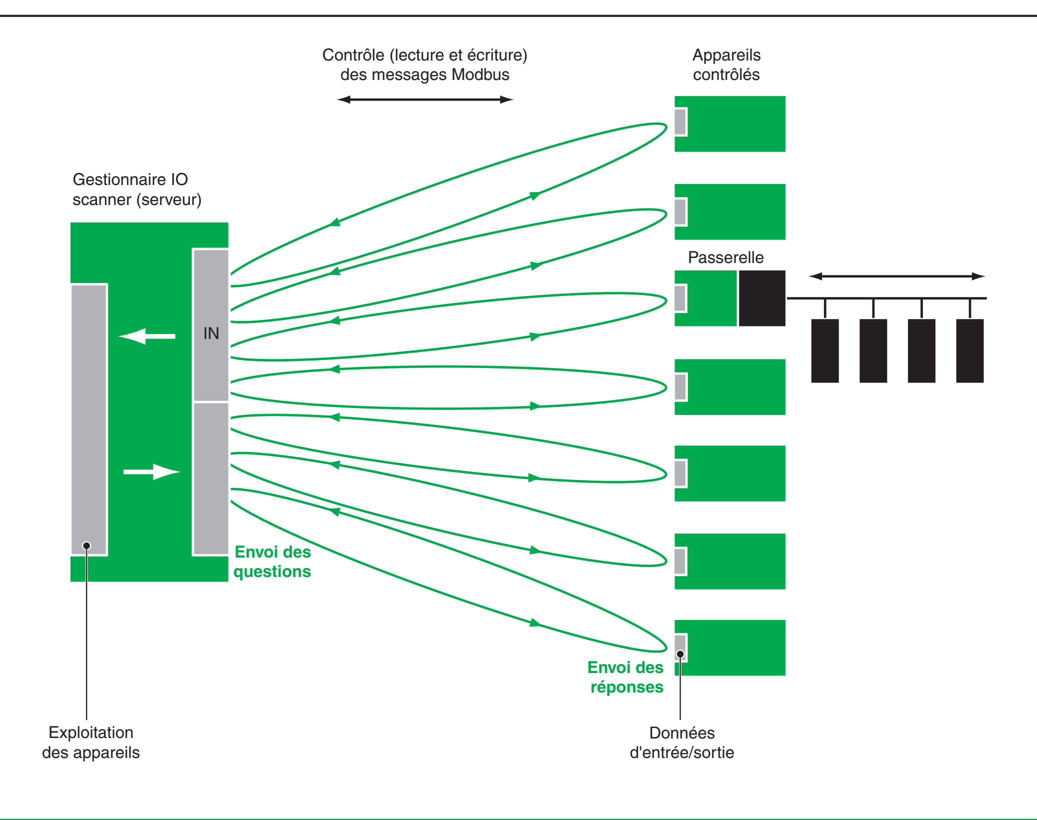


Fig. N79 : L'architecture Modbus SL

Profibus
Profibus-DP est un protocole avec une vitesse de transmission élevée. Il prend en charge la communication jusqu'à 12 Mbps, mais en fait 1,5 Mbps est la vitesse maximale la plus courante, car la vitesse de 12 Mbps nécessite des supports de transmission spéciaux et ne peut être mise en œuvre que sur une courte distance pour être atteinte.

DeviceNet
Ce protocole permet une communication avec 3 vitesses possibles: 125, 250 ou 500 kbps dont le choix dépend de la longueur du bus et du câble ainsi que la consommation des appareils. Le nombre maximal d'appareils reliés est de 64, y compris les appareils maîtres. La longueur du bus est limitée à 100 m à 500 kbps. DeviceNet est largement utilisé dans l'industrie automobile.

Résumé
Le tableau de la **figure N80** présente un comparatif réduit (non-exhaustive) de ces protocoles.

	Modbus SL RS485	Profibus-DP	DeviceNet	Modbus / TCP
Vitesse	Jusqu'à 115 kbps	9,6 kbps à 1 Mbps	125, 250 ou 500 kbps	10, 100 Mbps, 1 Gbps
Distance maximale sans répéteur	1300 m	100 m à 12 Mbps 1,2 km à 10 kbps	100 m à 500 kbps 500 m à 125 kbps	Paire torsadée : 100 m Fibre optical : 2000 m
Nombre maximal d'appareils	32 soit 1 maître et 31 esclaves	mono ou multi-maîtres :126 soit 122 esclaves avec 3 répéteurs	64 soit 1 maître et 63 esclaves	64 avec IO Scanner. Pas de limite avec les autres.
Distance maximale avec répéteur	Dépend du type de répéteur.	400 à 4800 m selon la vitesse.	Dépend du type de répéteur.	10 km de fibres optiques

Fig. N80 : Comparaison des protocoles de communication



Chapitre P
Les installations photovoltaïques

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 Intérêts de l'énergie photovoltaïque

1.1 Pratique

Cette technique permet d'exploiter une énergie renouvelable, celle du soleil. Il faut distinguer deux types d'énergies solaires :

- thermique dont la récupération se fait par échange entre un fluide caloporteur exposé au soleil et un circuit d'utilisation (ballon d'accumulation ou pompe à chaleur).
- photovoltaïque, qui utilise le principe de la photopile découvert par Antoine Becquerel en 1839 pour produire de l'énergie électrique.

L'exploitation du rayonnement solaire qui parvient au sol est particulièrement intéressante car :

- ce rayonnement reste stable (à 10 % prêt) en moyenne d'une année sur l'autre ;
- il délivre en moyenne au niveau du sol 1000 Wh/m² et par jour mais il dépend des paramètres principaux suivants :
  - de la latitude,
  - de l'orientation et de l'inclinaison de la surface,
  - du degré de pollution,
  - de la période de l'année,
  - de l'épaisseur de la couche nuageuse,
  - du moment de la journée,
  - des ombrages …

Ce rayonnement passe de 870 Wh/m²par jour dans le Nord de la France à 1890 Wh/m² par jour en Corse (et jusqu'à 3125 Wh/m² par jour dans le Sahara).

1.2 Ecologique

L'exploitation de l'énergie solaire réduit la consommation des ressources dites « fossiles » qui est vraisemblablement à l'origine du réchauffement climatique planétaire ainsi que de la pollution atmosphérique.
Elle participe au développement durable et satisfait d'ailleurs aux orientations du conseil Européen qui a voté en mars 2007 un décret fixant des objectifs à atteindre d'ici 2020 :

- réduction de 20 % d'émission de gaz à effet de serre,
- baisse de 20 % de la consommation d'énergie,
- proportion de 20 % des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

2 Principe et technologie

2.1 L'effet photovoltaïque

Il est la capacité de transformer l'énergie solaire en électricité. Ceci est possible grâce à l'utilisation de cellules photovoltaïques -PV-.
Une cellule PV (cf. Fig. **P1**) est capable de générer une tension comprise entre 0,5 V et 2 V suivant les matériaux utilisés et un courant directement dépendant de la surface (cellule de 5 ou 6 pouces).
Ses caractéristiques s'expriment suivant une courbe courant - tension comme présentée sur la **Figure P2**.

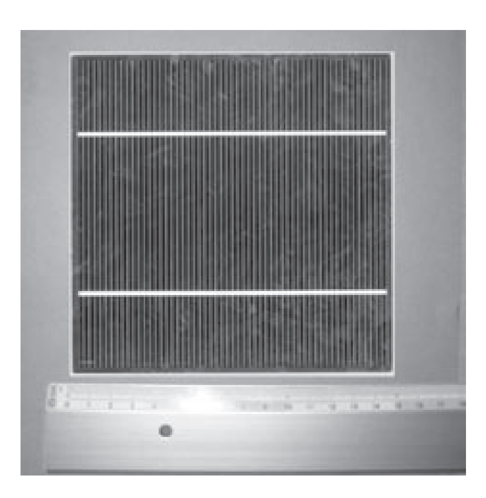


Fig. P1 : Cellule photovoltaïque réalisée dans une plaquette de silicium (source Photowatt)

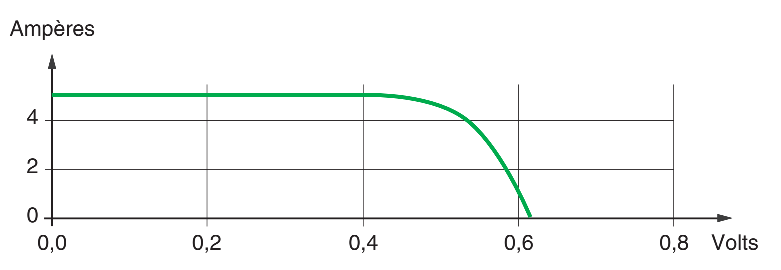


Fig. P2 : Caractéristique typique d'une cellule photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est fonction (cf. **Fig. P3)** de deux grandeurs physiques : l'éclairement et la température :
- plus l'éclairement E (W/m²) est important, plus la cellule va délivrer du courant.
- à l'inverse, plus la température (T°) est élevée, plus la tension de sortie est faible.

Afin de pouvoir comparer les performances des cellules entre elles, la norme a défini les Conditions Standard de Tests (STC : Standard Tests Conditions) pour un éclairement de 1000 W/m² à 25 °C.

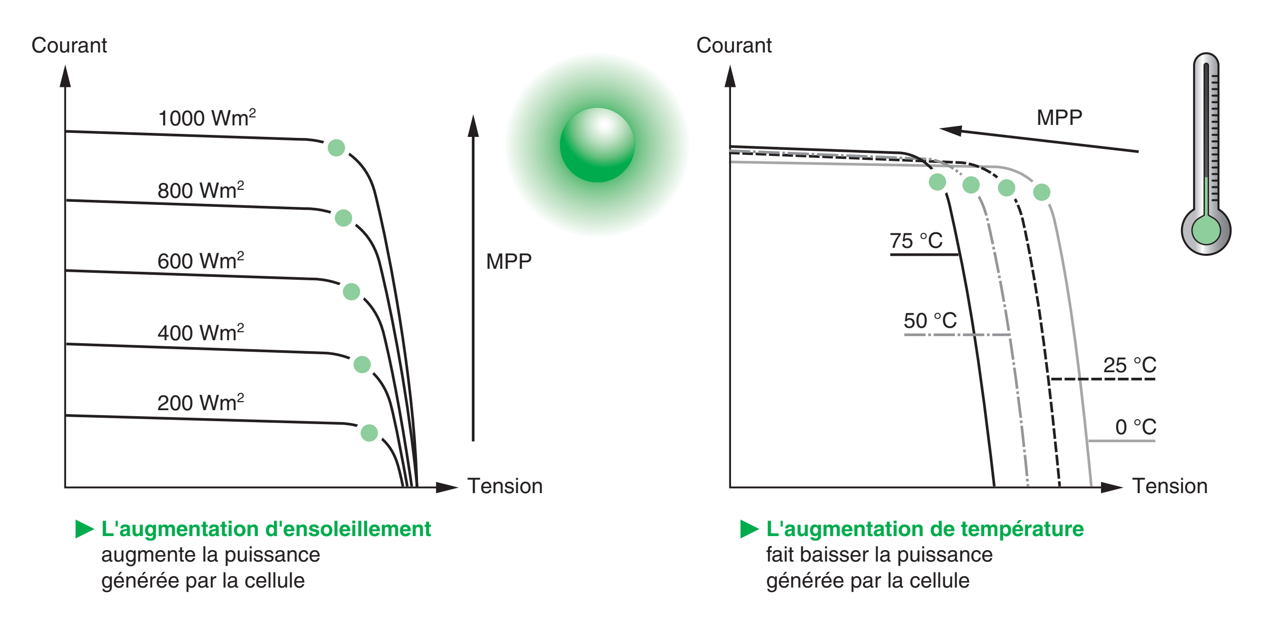


Fig. P3 : L'éclairement et la température influent sur l'effet photovoltaïque

Pour exploiter plus facilement l'énergie générée par des cellules photovoltaïques, les fabricants proposent des associations série et/ou parallèle rassemblées dans des panneaux ou modules.

2.2 Les modules photovoltaïques

Fig. P4 : *Module photovoltaïque PW1400 de dimensions 1237 x 1082 x 45 mm (source Photowatt)*

Ces associations de cellules (cf. **Fig. P4**) permettent d'élever la tension et le courant. Pour optimiser les caractéristiques des modules, ils sont constitués de cellules ayant des caractéristiques électriques proches.

Chaque module qui délivre une tension de quelques dizaines de volts, est caractérisé par sa puissance ayant pour unité le watt crête (Wc) ou watt peak (Wp) en anglais. Elle correspond à la puissance produite par une surface de un m² soumise à un éclairement de 1000 W/m² sous 25 °C. Mais des modules identiques peuvent être de puissances différentes, habituellement la tolérance des puissances indiquées est de ± 3 % (cf. tableau de la **Figure P5**). Le module de puissance typique 160 Wc regroupe l'ensemble des modules dont la puissance se situe entre 155 Wc (160 - 3%) et 165 Wc (160 + 3%).
Il est donc utile de comparer leur rendement qui est égal à leur puissance (W/m²) divisé par 1000 W/m².
Par exemple, un module de160 Wc a une superficie de 1,338 m²(*). Sa puissance crête est donc de 160/1,338 soit 120 Wc/m².
D'où un rendement pour ce module de : 120/1000 = 12 %

Encapsulation	verre/Tedlar		
Taille des cellules	125.50 x 125.5 mm		
Nombre des cellules	72		
Voltage	24 V		
Nombre de diodes by-pass	4 diodes by-pass		
Puissance typique	150 Wc	160 Wc	170 Wc
Puissance minimale	145 Wc	155 Wc	165 Wc
Tension à la puissance typique	33,8 V	34,1 V	34,7 V
Intensité à la puissance typique	4,45 A	4,7 A	4,9 A
Intensité de court circuit	4,65 A	4,8 A	5,0 A
Tension en circuit ouvert	43 V	43,2 V	43,4 V
Tension maximum du circuit	1 000 V CC		
Coefficient de température	α = (dI/I)/dt # + 0,032 %/°C β = dV/dt # - 158 mV/°C ς P/P = - 0,43 %/°C		
Spécifications de puissance à	1 000 W/m² : 25°C : AM 1,5		

Fig. P5 : *Caractéristiques électriques d'un module PW1400 (source Photowatt)*

Cependant, l'association série de cellules photovoltaïques peut engendrer un phénomène destructeur, lorsque l'une d'entre elles est partiellement ombrée, appelé « Hot Spot ». Celle-ci va fonctionner en récepteur et le courant qui va la traverser peut alors la détruire. Afin de supprimer ce risque, les fabricants intègrent des diodes ByPass qui court-circuitent les cellules endommagées. Les diodes Bypass sont habituellement fixées dans le boîtier de raccordement situé à l'arrière du module et permettent de shunter 18 ou 22 cellules selon les fabricants.

Ces modules sont ensuite associés en série pour atteindre le niveau de tension désiré : ils forment des chaînes de modules ou « string ». Puis les chaînes sont groupées en parallèle pour obtenir la puissance souhaitée et forment alors un champ photovoltaïque -champ PV- (PV array en anglais).

Enfin, le choix d'un matériel impose une sérieuse réflexion car il existe de plus en plus de fabricants de modules photovoltaïques à travers le monde, aussi l'installateur doit- il :
- s'assurer de la compatibilité des caractéristiques électriques avec le reste de l'installation (tension d'entrée de l'onduleur),
- ainsi que de leur conformité aux normes,
- mais aussi sélectionner ses fournisseurs pour leur pérennité afin de pouvoir assurer le remplacement d'un module défectueux qui devra être strictement identique à ceux déjà installés.

Ce dernier point est important puisque l'installateur est responsable de la garantie donnée à son client.

Au sein d'une chaîne, un module défectueux doit être remplacé par un module strictement identique, d'où l'importance de la pérénnité des fournisseurs choisis.

(*) Les dimensions de ces modules (L x l x P) du modules sont en mm : 1237 x 1082 x 38

2.3 Des appareils complémentaires : onduleur ou chargeur

Un générateur photovoltaïque a pour particularité de ne fournir de l'énergie sous la forme de courant continu et qu'en période d'ensoleillement.
De fait, si cette énergie doit être fournie au réseau de distribution il est nécessaire de transformer le courant continu en courant alternatif avec des convertisseurs ou onduleurs, et si l'objectif est d'en disposer en permanence il faut alors l'emmagasiner dans des accumulateurs au moyen de chargeur de batteries.

3 Les matériels spécifiques

3.1 Les modules

Différentes technologies sont actuellement exploitées pour la réalisation des générateurs photovoltaïques, elles se répartissent en deux familles : les modules cristallins et les modules en couches minces ou films .

Modules cristallins

Il existe 2 grandes familles de modules cristallins. Le module monocristallin et le module multicristallin.
Le module monocristallin est à ce jour le plus performant avec des rendements autour de 16 à 18 %. Il reste aussi le plus cher.
Le module multicristallin a un rendement entre 12 et 14 %. C'est le plus courant. Il est très utilisé dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

Ces modules ont une durée de vie supérieure à 20 ans. Avec le temps il perdent une partie de leur puissance (< 1 % /an) mais continuent à produire de l'électricité.
Suivant l'esthétique recherchée, il existe des modules Bi-verre avec deux plaques de verre qui rendent le module semi-transparent, ou bien des modules Verre Tedlar ou Teflon qui sont moins coûteux mais complètement opaques.

Modules couches minces

Ces modules -Thin film en anglais- font l'objet de nombreux travaux de recherche actuellement.
En effet, les rendements actuels de l'ordre de 6 à 8 % devraient augmenter dans les années à venir. Ils sont peu chers et adaptés à de grandes superficies si la surface n'est pas un élément valorisable dans l'installation.
Cette dénomination de couches minces désigne de nombreuses technologies dont les 3 principales sont :

- a-Si le silicium en couche mince ou silicium amorphe,
- CdTe (Tellure de Cadmium),
- CIS (Séléniure de Cuivre Indium).

A noter, à ce jour, que nous n'avons pas de retour d'expérience à 20 ans pour ce type de technologie et le vieillissement de ces modules reste encore une question. Les fabricants sérieux indiquent, dans leurs spécifications techniques, des valeurs initiales et des valeurs stabilisées.

Le tableau de la **Figure P6** fait une synthèse comparative de toutes ces technologies.

Technologies	sc-Si monocristallin	mc-Si multicristallin	a-Si couches minces	CdTe couches minces	CIS couches minces
Rendement module STC					
Maximal	19 %	15 %	8.5 %	11 %	11 %
Moyen	14 %	13 %	6 %	8 %	8 %
Coût relatif ($/Wc)	3	3	2	1	1
Coef. température à la puissance-crête (%/°C)	-0.3 / -0.5	-0.3 / -0.5	-0.2	-0.2	-0.3

Fig. P6 : Comparatif des technologies de générateurs photovoltaïques

3.2 Les connexions

Une installation photovoltaïque nécessite l'emploi de câbles et de connecteurs spécifiques. En effet, les modules sont installés en extérieur, leurs raccordements sont donc soumis aux contraintes climatiques associées à des tensions élevées dues à la mise en série des modules.

Outre le besoin d'étanchéité, le matériel utilisé doit par conséquent être résistant aux rayons ultra-violets et à l'ozone. Il doit aussi posséder une bonne tenue mécanique et à une bonne résistance aux variations de températures extrêmes.

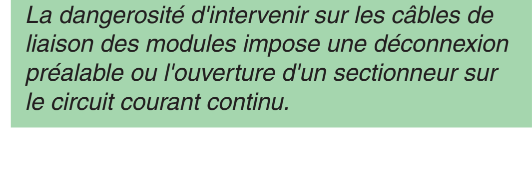
Câbles

Les câbles doivent être homologués IEC 60228 classe 5 ou 6.

Les règles de dimensionnement de la section des conducteurs sont les mêmes que pour les câbles standards NF C 15-100.

La chute de tension entre le champ PV et l'onduleur doit être calculée pour ne pas dépasser 3% pour le courant nominal (recommandation UTE : 1 %).

Les câbles CC doivent être mono conducteur à double isolation, ces câbles ne sont pas normalisés il faut donc choisir des câbles spécifiés PV par leurs fabricants.



La dangerosité d'intervenir sur les câbles de liaison des modules impose une déconnexion préalable ou l'ouverture d'un sectionneur sur le circuit courant continu.

Connecteurs

Généralement, les modules photovoltaïques sont fournis avec deux câbles équipés de connecteurs, un mâle et un femelle. Ces câbles permettent de raccorder deux modules posés côte à côte afin de les mettre en série sans erreur possible : le connecteur mâle se raccorde au connecteur femelle du module suivant et ainsi de suite jusqu'à atteindre la tension continue désirée.

Ces connecteurs spécifiques tels MC3, ou MC4 verrouillable de Multi-Contact assurent aussi une protection au toucher lorsqu'ils ne sont pas raccordés. Protection nécessaire car dès qu'un module photovoltaïque est soumis à un éclairement, il fournit une tension. Intervenir (pour modification ou extension) sur des câbles de liaison des modules impose une déconnexion préalable ou l'ouverture du sectionneur CC du circuit courant continu obligatoire à l'arrivée du coffret de raccordement.

Il est aussi possible d'utiliser différents connecteurs du commerce. Une attention particulière doit alors être apportée à leur choix pour la qualité de leur contact et de leur accouplement mâle-femelle afin d'éviter tout mauvais contact susceptible d'échauffement et de destruction.



Fig. P7a : Onduleur GT 500E spécifique pour l'alimentation photovoltaïque (source Xantrex – Groupe Schneider Electric)

3.3 Les onduleurs

De tels appareils qui fournissent du courant alternatif à partir du courant continu sont des onduleurs spécifiques à l'alimentation photovoltaïque (cf. **Fig.P7a**). Il existe différents types d'onduleurs photovoltaïques ou « onduleurs Pv ». Ils remplissent trois fonctions principales :

- Fonction onduleur : Elle transforme du courant continu en courant alternatif d'une forme adaptée au besoin (sinusoïdale, carrée, …) .
- Fonction MPPT : Elle calcule le point de fonctionnement en tension et en courant de la surface -ou champ- photovoltaïque qui produit le plus de puissance, aussi appelé le Maximum Power Point Tracker (Recherche de Point de Puissance Maximum), voir la **Figure P7b.**

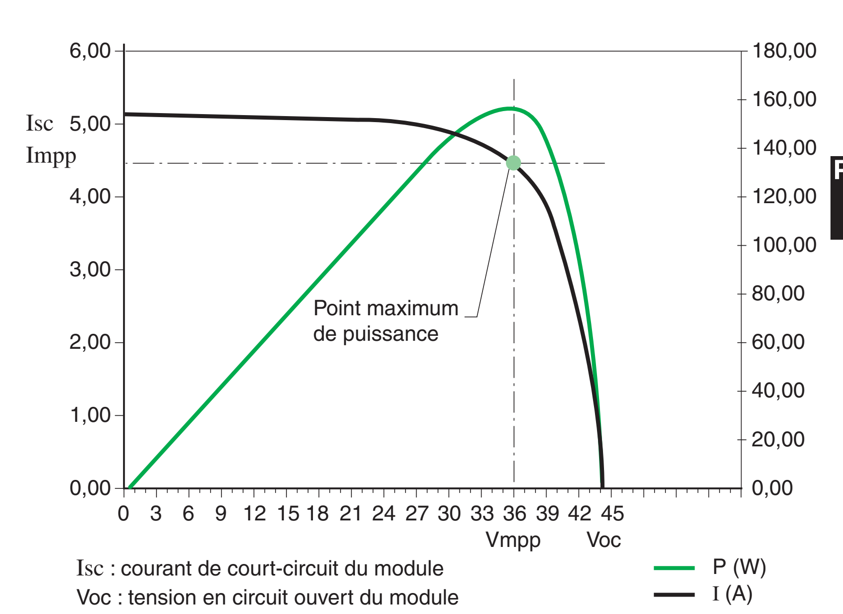


Fig. P7b : Point de fonctionnement d'un champ-photovoltaïque qui produit le plus de puissance, aussi appelé le Maximum Power Point Tracker

■ Fonction déconnexion automatique du réseau : Elle commande automatiquement l'arrêt de l'onduleur et la déconnexion du réseau en absence de tension sur le réseau électrique. C'est une protection pour l'onduleur et aussi pour les agents d'intervention qui peuvent travailler sur le réseau.

En cas de coupure du réseau, l'onduleur ne fournit donc plus d'énergie au réseau et il y a perte de l'énergie produite par les modules photovoltaïques. Il existe des systèmes « Grid interactive » qui permettent d'assurer un fonctionnement en secours ou « back-up ». Ils nécessitent l'installation de batteries ainsi que d'une armoire de distribution complémentaire pour assurer la déconnexion certaine du réseau avant de produire sa propre énergie.

■ Variantes
Certains onduleurs « multi-MPPT » ont une fonction double MPPT (ou triple ou quadruple...). Cette fonction permet d'optimiser la production PV lorsque le champ est constitué de chaines avec différentes orientations. Elle présente le risque de perte de production totale dès qu'un onduleur est en défaut.
Il reste cependant possible de mettre plusieurs onduleurs de plus petite puissance, un par chaîne, solution plus chère, mais qui augmente la fiabilité globale de l'installation.

Il existe aussi des « onduleurs multi-strings ». Cette appellation ne signifie pas forcément multi-MPPT comme décrit ci-dessus, elle indique simplement que plusieurs chaînes peuvent être raccordées à l'onduleur, leur mise en parallèle étant effectuée dans l'onduleur.

Le rendement européen

Pour pouvoir comparer les différents appareils, un rendement basé sur différents points de fonctionnement qui simule le fonctionnement moyen et journalier d'un onduleur a été défini. Dénommé « rendement européen », il est donné par la formule :
0,03 x (η 5%) + 0,06 x (η 10%) + 0,13 x (η 20%) + 0,1 x (η 30%) + 0,48 x (η 50%) + 0,2 x (η 100%)

Il est fortement déconseillé d'installer un onduleur sur un emplacement exposé au soleil sous peine de voir son espérance de vie considérablement réduite.

IP et température de fonctionnement

Ces critères d'étanchéité et de température sont importants dans le choix d'un onduleur.
Les fabricants d'onduleurs proposent presque tous des onduleurs IP65 pour être installés dehors. Ce n'est pas pour autant qu'il faut les installer en plein soleil, car la plupart des onduleurs sont déclassés dès 40°C (50°C pour les onduleurs Xantrex de Schneider Electric) et, dans ce cas, la puissance de sortie est diminuée.
L'installation extérieure en plein soleil présente un autre risque, celui du vieillissement prématuré de certains composants de l'onduleur tels que les condensateurs chimiques. L'espérance de vie de l'onduleur est alors considérablement réduite et peut passer de 10 ans à 5 ans !

3.4 Les chargeurs de batteries

En site isolé, l'objectif est de charger des batteries pour avoir de l'énergie après le coucher du soleil. Il existe deux types de chargeurs :
■ un chargeur en courant : la tension du champ PV doit correspondre à la tension de charge de la batterie et la régulation se fait en courant.
■ un chargeur MPPT : le chargeur fonctionne au point maximal de puissance, il gère la charge de la batterie avec limitation en courant et en tension et il contrôle le floating. Ce type de chargeur est plus cher que le type précédemment cité, mais il permet d'optimiser le nombre de modules PV nécessaire à l'installation et d'avoir une installation au global moins chère.

4 Les impératifs d'installation

4.1 En site isolé

C'est historiquement la première utilisation des systèmes photovoltaïques, par exemple pour alimenter des relais de télécommunication ou habitats isolés difficiles d'accès et sans raccordement possible au réseau.
C'est aussi actuellement un des seuls moyens de fournir de l'électricité à 2 milliards de personnes qui n'y ont pas accès aujourd'hui.
Le dimensionnement de ces installations nécessite de connaître précisément le profil de charge de l'utilisation et le nombre de jours sans soleil auquel l'installation sera soumise pour définir l'énergie à stocker dans des batteries et donc leur taille et leur type.
Ensuite, il faut calculer la surface de capteurs photovoltaïques pour être sûr de recharger les batteries dans le cas le plus défavorable (plus courte journée hivernale).

Particularités

Cette méthode conduit à des surdimensionnements nécessaires pour assurer la continuité de fonctionnement une ou deux fois par an, mais qui rendent ce type d'installation très onéreux !
A noter que ce type d'utilisation doit représenter environ 20 % du marché du photovoltaïque en 2012, et 40 % en 2030 selon l'EPIA (European Photovoltaic Industry Association).

Stockage

Le stockage est donc un point critique de ce type d'installation.
Il existe plusieurs types de batteries :

- Les batteries plomb

Ce sont des batteries qui fonctionnent en cycles (charge-décharge). Les batteries de type ouvert sont conseillées pour éviter des phénomènes de gonflage liés à des charges trop rapides et à un dégagement d'hydrogène important.
Leur avantage est indiscutablement leur coût d'achat, mais leur inconvénient est leur faible durée de vie. Celle-ci dépend de la profondeur des décharges, mais ne dépasse pas 2 à 3 ans dès 50 % de décharge. De plus une décharge profonde peut « tuer » la batterie. L'exploitation d'un site isolé ainsi équipé devra donc intégrer le changement régulier des batteries afin de conserver ses performances de charge.

- Les batteries Ni-Cd, ou Nickel-Cadmium

Elles présentent l'avantage d'être beaucoup moins sensibles aux conditions extrêmes de température, de décharges ou charges profondes. Elles ont une durée de vie bien supérieure (5 à 8 ans) mais sont plus chères à l'achat. Cependant, le coût du Wh stocké sur la durée de vie de l'installation sera inférieur à celui obtenu avec les batteries au plomb.

- Les batteries Li-ion

Ce sont les batteries de demain pour ce type d'application. Insensibles aux décharges profondes, durée de vie jusqu'à 20 ans. Leur prix encore prohibitif devrait chuter d'ici 2012 avec le démarrage de la production de masse. Elles seront alors les plus économiques pour ce genre d'application.

4.2 Connecté au réseau public

En France, le propriétaire d'une installation de production raccordée au réseau a le choix entre 2 options :

- Soit vendre la totalité de sa production (option dite : « Vente de la totalité »).

Cette option oblige à créer un point de raccordement au réseau indépendant du point de raccordement destiné à la consommation et nécessite une déclaration administrative.

- Soit consommer sa production localement en fonction de son besoin et ne vendre que l'excédent (option dite « Vente de l'excédent »), avec deux intérêts :
  - l'un dans la différence des tarifs appliqués, d'achat au producteur et de vente au consommateur,
  - le second de ne pas avoir à créer un nouveau point de raccordement, dont le coût peut-être élevé et qui nécessite une déclaration administrative.

Compte tenu des différents tarifs appliqués, une analyse de rentabilité doit être menée pour choisir la bonne option.

Installations raccordées au réseau : 3 points à bien comprendre

Dans le cas d'une installation raccordée au réseau, il est important de bien comprendre les points suivants :

- Contrairement aux installations autonomes, il n'y a pas lieu de corréler la consommation du bâtiment et la production d'énergie.
Dans l'option « Vente de la totalité », les deux sont complètement indépendantes.
Dans l'option « Vente de l'excédent », le réseau vient faire l'appoint quand la production est insuffisante par rapport à la consommation.
- La présence du réseau est indispensable pour pouvoir produire et vendre.
Des moyens de déconnexion automatique en cas d'incident réseau sont exigés par les distributeurs d'énergie. Leur activation entraîne l'arrêt de la production, donc de la vente. La re-connexion se fait automatiquement lorsque le réseau retrouve ses conditions de fonctionnement nominales.
- En règle générale, il n'y a pas de stockage local sur batteries ou autre.
C'est le cas en France métropolitaine où le réseau est de bonne qualité et a la capacité d'absorber la totalité de la production.

Le système possède néanmoins un défaut : en cas de perte du réseau, le propriétaire de l'installation, qui est aussi généralement consommateur, se retrouve avec une installation de production sans pouvoir l'utiliser (voir point précédent).
Dans les pays ou les villes où les incidents réseaux sont fréquents, il se développe des systèmes qui intègrent des batteries. La société Xantrex, filiale de Schneider Electric, est le leader mondial de ce type de système.

4.3 Les protections

Protection des personnes et des biens contre les risques électriques

En ce qui concerne la protection des personnes contre les risques électriques, le guide UTE C 15-712 prescrit l'usage de la classe II pour toute la partie CC. Pour une seule chaîne - et même jusqu'à trois chaînes connectées en parallèle à l'entrée d'un onduleur photovoltaïque, la norme ne préconise pas d'autre protection.

Cependant, pour des raisons évidentes de maintenance et d'interchangeabilité de l'onduleur, il est obligatoire d'avoir un sectionneur CC en amont de l'onduleur.
Et, pour la partie CA de l'installation ce sont les règles de la NF C 15-100 qui doivent être appliquées.

Pour protéger l'installation photovoltaïque contre les risques de court-circuit et d'inversion de courant ainsi que contre les risques de foudre le guide UTE C 15-712 prescrit des protections plus adaptées.

- Coté continu, un sectionneur CC est obligatoire car, même si un connecteur peut être débranché sous tension, lorsque les modules photovoltaïques sont éclairés un arc électrique peut se produire et détériorer les connecteurs. Aujourd'hui il existe deux modes d'installation de ce sectionneur CC : soit il est intégré à l'onduleur PV, soit il est placé dans un coffret extérieur.

Lorsque l'installation du champ PV nécessite la mise en parallèle de plus de trois chaînes sur la même entrée d'un onduleur, les protections à mettre en place sont beaucoup plus complexes. En effet, il peut se produire des phénomènes d'inversions de courant dans une chaîne qui serait détruite en supportant alors toute la puissance de l'ensemble des autres chaînes.

En France, le guide UTE C15-712 préconise la mise en place de protections sur les deux polarités de chaque chaîne (cf. **Fig. P8**). Ces protections doivent interrompre un courant continu. Le seuil de déclenchement minimum doit être de 1,27 x Isc. Sa tenue en tension doit être de 1,2 x Voc x nombre de modules en série.
Schneider Electric propose aussi des coffrets de mise en parallèle de chaînes et des coffrets de protection intégrant un interrupteur-sectionneur général qui permet d'intervenir en aval de ce coffret en toute sécurité, même en pleine journée.

Nombre de chaînes	Obligation de protection	Valeur de la protection
1, 2 ou 3	Non	Sans objet
> 3	Oui	Sur les deux polarités (+ et -) 1,25 Isc < Valeur fusible < 2 Isc

Fig. P8 : Résumé des protections contre les risques électriques prévues par la guide UTE C 15-712

■ Coté alternatif, les protections proposées sont plus classiques. Il faut protéger le câble entre l'onduleur et le réseau, car tout défaut sur cette liaison est soumis à la puissance de court-circuits du réseau. Une protection contre les courts-circuits doit donc être placée près du raccordement au réseau, alors que l'onduleur se déconnecte automatiquement faute d'avoir la présence tension dans la plage autorisée. Schneider Electric propose des coffrets intégrant les protections amont et aval.

Protection de l'installation photovoltaïque contre les effets de la foudre

Différentes surtensions peuvent apparaître dans une installation électrique. Elles peuvent avoir pour source :
■ le réseau de distribution, avec pour origine la foudre ou des manoeuvres ;
■ des coups de foudre (à proximité ou sur des bâtiments et des installations PV, ou encore sur des paratonnerres).
■ des variations de champ électrique dues à la foudre.

Comme toutes les constructions qui sont en extérieur, les installations photovoltaïques sont soumises au risque de foudre variable selon les régions.
Le guide UTE C 15-712 donne sur ce sujet des compléments à la norme NF C 15-100 et au guide UTE C 15-443, il renvoie aussi à la norme NF EN 62305-3. Ainsi, la norme NF C 15-100 présente une carte de France donnant la densité annuelle de foudroiement ou niveau kéraunique (nombre de jour par an où le tonnerre est entendu) pour chaque département.

■ L'équipotentialité
La première des protections à mettre en oeuvre est l'équipotentialité en reliant avec un conducteur d'équipotentialité tous les éléments conducteurs et masses métalliques de l'installation photovoltaïque.
La section minimale de ce conducteur est de :
□ 4 mm^2 s'il n'y a pas de paratonnerre ou s'il y a un paratonnerre non relié à l'installation,
□ 10 mm^2 si l'installation est raccordée au paratonnerre du bâtiment (raccordement obligatoire par câble de 10 mm^2 lorsque le paratonnerre est à une distance inférieures de 2,5 m de l'installation).

■ Les parafoudres
Ils doivent être installés conformément au guide UTE C 15-443.
Le tableau de la **Figure P9** présente les choix de protection par parafoudres ainsi que leur type (1 ou 2) prescrits par le guide UTE C 15-712.

Niveau kéraunique (relevé sur une carte)	**Nk ⩽ 25**		**Nk > 25**	
Partie de l'installation	CC	CA	CC	CA
Caractéristiques de l'installation				
Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre	Obligatoire Type 2	Obligatoire (1) Type 1	Obligatoire Type 2	Obligatoire (1) Type 1
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Obligatoire (2) Type 2
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2

(1) Pas obligatoire dans le cas des bâtiments intégrant le poste de transformation, si la prise de terre du neutre du transformateur est confondue avec la prise de terre des masses interconnectée à la prise de terre du paratonnerre.
Dans les autres cas et lorsque le bâtiment comporte plusieurs installations privatives, le parafoudre de type 1 ne pouvant être mis en oeuvre à l'origine de l'installation est remplacé par des parafoudres de type 2 (In ⩾ 5 kA) placés à l'origine de chacune des installations privatives.

Fig. P9 : Choix de parafoudres selon l'installation

4 Les impératifs d'installation

Les emplacements des parafoudres sont expliqués par les **Figures P10** et **P11.**.

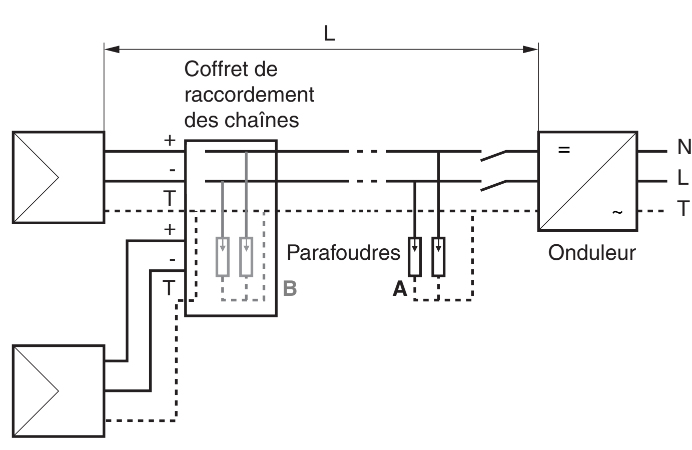


Fig. P10 : Emplacements des parafoudres sur la partie CC prescrits par le guide UTE C 15-712

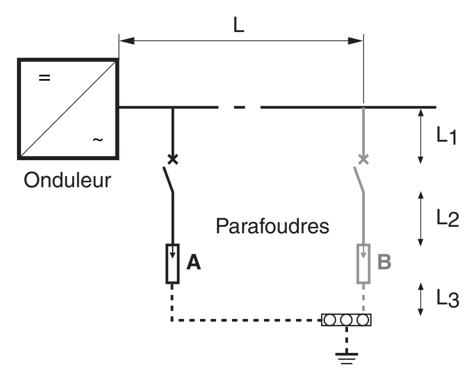


Fig. P11 : Emplacements des parafoudres sur la partie CA prescrits par le guide UTE C 15-712

5 La mise en oeuvre

5.1 Normes

Il y a lieu de respecter les prescriptions des normes NF C 14-100 pour le raccordement au réseau (branchement) et NF C 15-100 pour toutes les autres installations électriques BT (logement et autres), ainsi que du guide UTE C 15-712 pour la toute partie de génération électrique (panneaux, onduleur et/ou chargeur, protection). La **Figure P12** explicite les limites de leur application

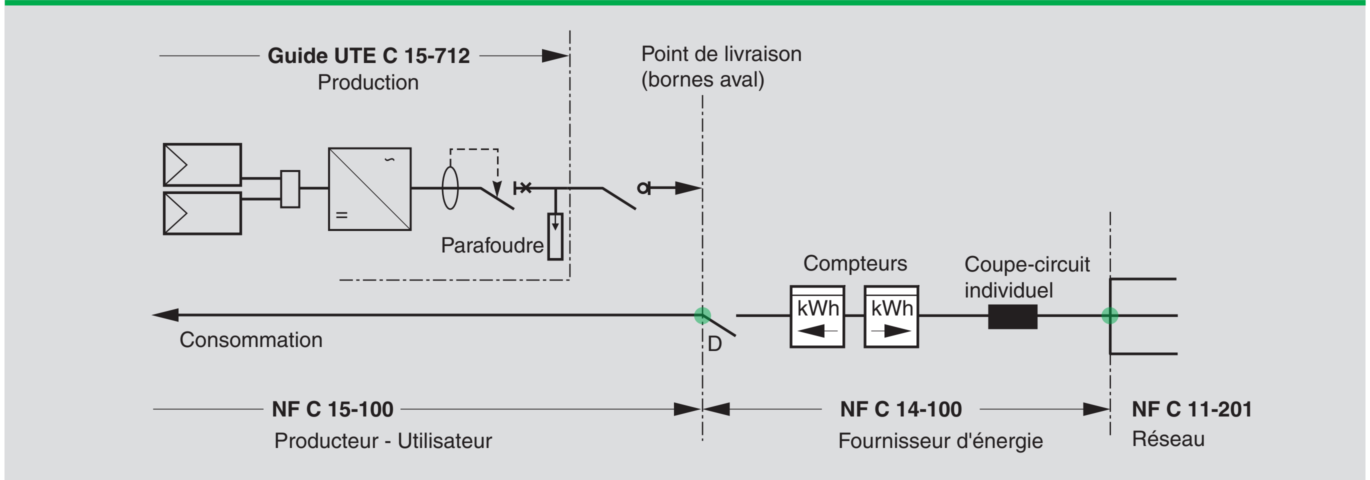


Fig. P12 : Limites d'application des normes d'installation pour les installations photovoltaïques

Et, cette réalisation doit mettre en oeuvre des matériels conçus selon différentes normes « produits ».

- Pour les modules :

CEI 61215 (NF EN 61215) : Modules photovoltaïques au silicium cristallin ;
CEI 61646 (NF EN 61646) : Modules photovoltaïques en couches minces ;
CEI 61730-1-2 (NF EN 61730-1-2) : Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques .

- Pour les onduleurs :

VDE 126-1-1 : Protection de découplage ;
CEI 55014 (NF EN 55014) : Compatibilité Electromagnétique ;
NF EN 50178 : Equipement électronique utilisé dans les installations de puissance ;
CEI 61000-3-2 (NF EN 61000-3-2) : Limites pour les émissions de courant harmonique.

- Pour les coffrets :

CEI 60439-1 (NF EN 60439-1) : Ensembles d'appareillage à basse tension – Ensembles de série et ensembles dérivés de série
En conséquence, pour une installation dans les pays européens tous ces produits doivent avoir le marquage CE symbolisé par le logotype.

5.2 Précautions d'installation

Un champ PV est constitué de la mise en série - parallèle d'un certain nombre de modules pour correspondre aux caractéristiques d'entrée de l'onduleur, mais l'interconnexion de ces modules rend le champ très sensible à un ombrage ou une différence d'orientation.
Quelques règles simples de câblage permettent d'optimiser la production et éventuellement d'éviter des problèmes de fonctionnement.

L'orientation des panneaux

Si l'installation du champ PV nécessite plusieurs orientations sur un toit, il est indispensable de constituer au moins autant de chaînes que d'orientations et que chaque chaîne soit sur une seule et unique orientation pour avoir une production optimisée. Chaque chaîne devant être reliée à un onduleur spécifique (ou bien sur des entrées d'un onduleur multi-MPPT. (Voir le s/chapitre 3).
Le non respect de cette consigne n'est pas destructeur pour le champ, mais impacte la production qui est diminuée et qui augmente donc la durée du retour sur investissement.

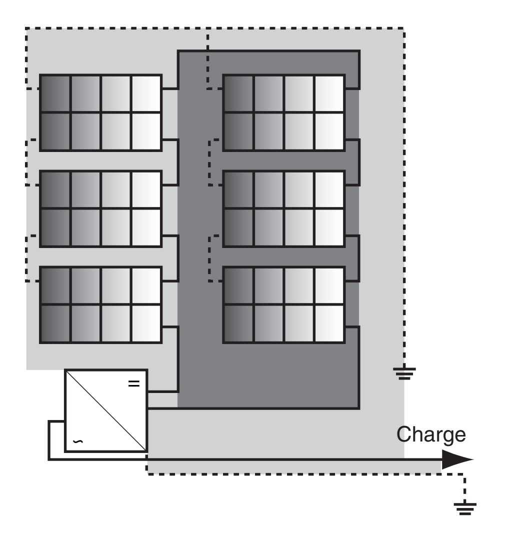
Ombrages

Outre le risque de destruction « Hot Spot » de module ombragé au sein d'un champ PV expliqué au paragraphe 2.2 et auquel les fabricants ont apporté des réponses, d'après des études menées par l'Institut National des Energies Solaires (INES), un ombrage sur 10 % de la surface d'une chaîne peut engendrer une perte de production supérieure à 30 % !
Il est donc très important de supprimer les ombrages directs. Cependant, dans beaucoup de cas, il est difficile de les supprimer (arbres, cheminée, mur voisin, pylône...).
Lorsqu'un champ PV comporte plusieurs chaînes :

- si possible il faut regrouper sur une même chaîne les modules ombragés,
- sinon il est conseillé de choisir une technologie qui réagit mieux à l'éclairage diffus que direct.

Suppression des boucles

Lors des raccordements, la première précaution est d'éviter les boucles dans le câblage des chaînes.
En effet, même si les coups de foudre directs sur un champ sont relativement rares, il est beaucoup plus fréquent d'avoir des courants induits par la foudre ; courants d'autant plus destructeurs que les surfaces de boucles sont grandes. La **Figure P13** présente comment améliorer un champ comportant une grande boucle



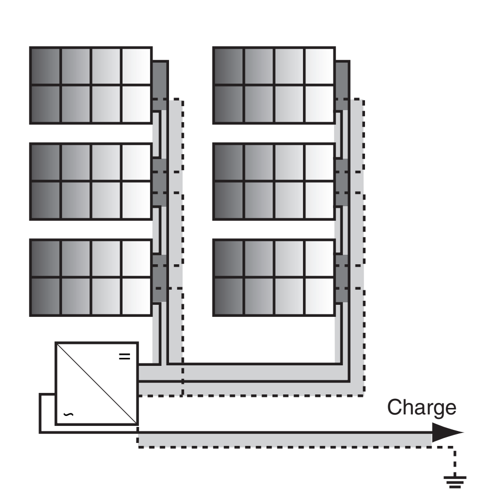


***Fig. P13** : Une précaution à prendre est d'éviter les boucles dans le câblage des chaînes*

5.3 Architectures d'une installation raccordée au réseau

Règles générales

Pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau avec vente de l'énergie, les besoins d'optimisation du rendement et de réduction des coûts d'installation conduisent à privilégier une tension d'utilisation continue relativement élevée : entre 200 et 500 V pour les applications résidentielles, jusqu'à 1000 V pour les applications de plus forte puissance.
Tous les modules d'un champ PV doivent être identiques (même marque et même type) et choisis avec le même grade de puissance, par exemple être tous de 180 W dans la gamme PW1700, bien qu'il existe trois grades de puissance 170 W, 180 W, 190 W dans cette gamme de la marque Photowatt.
En pratique, pour une facilité d'intervention, des coffrets de protection (coffret CC et coffret CA) sont placés à proximité des onduleurs.

Champ PV avec une seule chaîne de modules

Cette configuration est la plus simple (cf. **Fig P14**). Elle s'applique aux champs PV de petite taille, pour une puissance crête allant jusqu'à 3 kWc, en fonction des modules utilisés. Elle est principalement utilisée pour les applications PV en résidentiel.

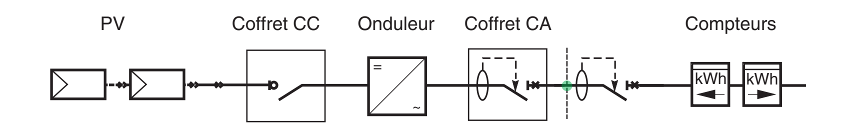


Fig. P14 : Schéma d'un champ photovoltaïque mono chaîne

Les modules sont connectés en série pour obtenir une tension continue dans ce cas comprise entre 200 et 500 VCC. Cette plage de tension permet d'obtenir le rendement optimal de l'onduleur.
Une ligne CC unique est tirée jusqu'à l'onduleur. Un interrupteur-sectionneur au voisinage de l'onduleur permet d'isoler le champ PV de l'onduleur

Champ PV avec plusieurs chaînes de modules en parallèle

Cette configuration (cf. **Fig. P15**), principalement utilisée pour les applications sur des bâtiments ou des petites centrales PV au sol, est utilisée pour des installations PV pouvant aller jusqu'à une trentaine de chaînes en parallèle, soit une puissance de l'ordre de 100 kWc. Cette limite est d'ordre technico-économique : au-delà, la section du câble CC principal devient trop importante.
Le nombre de modules en série par chaîne permet de déterminer la tension continue, dans ce cas comprise entre 300 et 600 VCC. Puis la mise en parallèle de chaînes identiques permet d'obtenir la puissance souhaitée de l'installation. Les chaînes sont mises en parallèle dans une boîte de jonction de groupes ou « Pv array box ». Cette boîte intègre les protections requises pour la mise en parallèle des chaînes et les moyens de mesure du courant des chaînes. Une ligne CC unique relie ces boites à l'onduleur. Un interrupteur-sectionneur au voisinage de l'onduleur permet d'isoler le champ PV de l'onduleur.

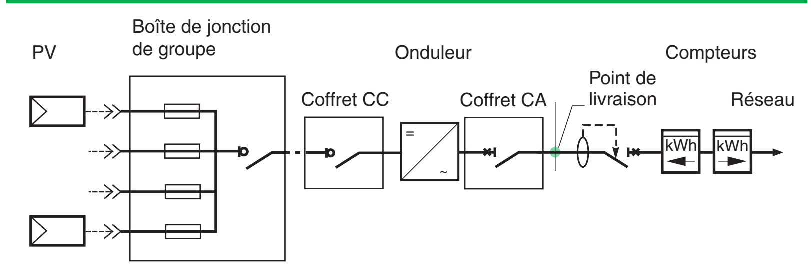


Fig. P15 : Schéma d'un champ photovoltaïque multi-chaînes avec un seul onduleur.

Une variante de ce schéma est de mettre plusieurs onduleurs monophasés raccordés en triphasé (cf. **Fig. P16**)

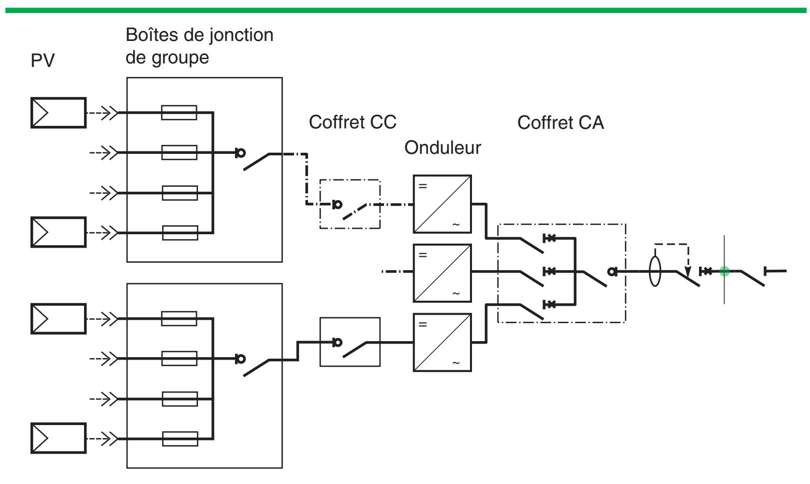


Fig. P16 : Schéma d'un champ photovoltaïque multi-chaînes avec plusieurs onduleurs monophasés raccordés en triphasé

Champ PV avec plusieurs chaînes réparties en plusieurs groupes

Au-delà d'une puissance de l'ordre de 50 ou 100 kW, pour faciliter les raccordements électriques le champ photovoltaïque est partagé en sous-groupes (cf. **Fig. P17**). La mise en parallèle des chaînes se fait à deux étages.

- Les chaînes de chaque sous-groupe sont mises en parallèle dans des boîtes de jonction de sous-groupes. Cette boîte intègre les protections, les moyens de mesure nécessaires et de monitoring.
- Les sorties de ces boîtes sont mises en parallèle dans une boîte de jonction de groupes à proximité de l'onduleur. Cette boîte intègre aussi les protections requises et les moyens de mesure et de monitoring nécessaires à la mise en parallèle des sous-groupes.

Un interrupteur-sectionneur, intégré ou non à la boîte de jonction de groupes, permet d'isoler le champ de l'onduleur. La tension continue du champ est voisine de 1000 VCC.

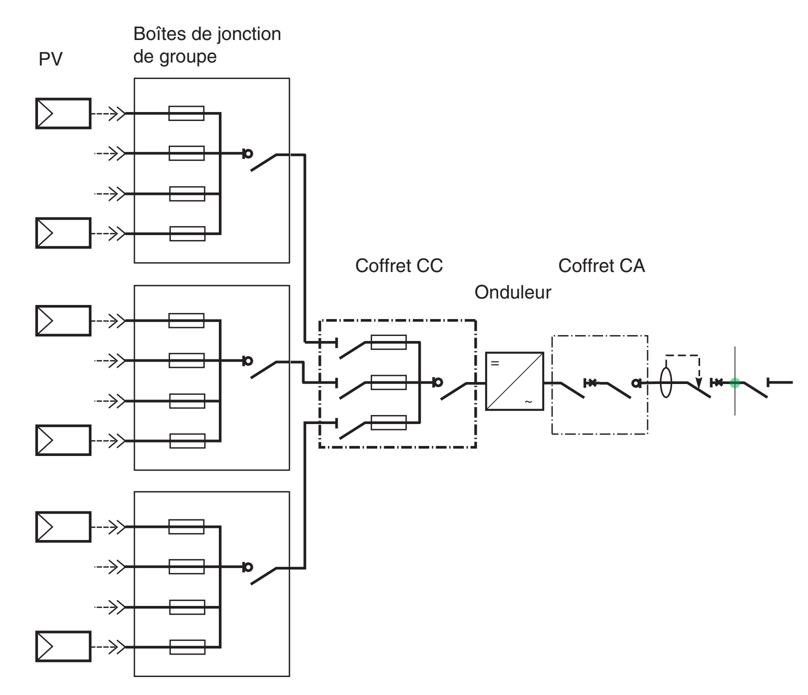


Fig. P17 : Schéma d'un champ photovoltaïque multi-groupes

5.4 Dimensionnement

Calcul d'un champ photovoltaïque

Dans tous les cas, il est indispensable de tenir compte du lieu (situation géographique, latitude, altitude, ombrage,...) et de l'installation (orientation, inclinaison,...).

En premier lieu, la surface disponible permet de quantifier une puissance approximative de production :
10 m² = 1 kWc
7140 m² (= stade de football) = 700 kWc

L'organisation du champ PV se fait toujours en fonction de l'onduleur : son calcul se fait par aller-retour entre les caractéristiques des modules et celles de l'onduleur jusqu'à trouver la configuration optimale.

- Constitution des chaînes :
Danger : Nb de modules x Voc (à t° min) < Vmax onduleur
La tension à vide de la chaîne (Voc x nombre de modules en série) à température minimale du lieu d'installation doit impérativement être inférieure à la tension maximale d'entrée de l'onduleur.
=> à respecter impérativement : risque destructif pour l'onduleur.
Outre la règle précédemment citée pour éviter la destruction de l'onduleur
Nb de modules x Voc (à t° min) < Vmax onduleur
deux autres limites sont aussi à respecter :

□ Nb de modules x Vmpp (à t° max) > Vmin onduleur
La tension de fonctionnement (Vm x Nb modules en série à toutes températures du lieu d'installation) doit être dans la plage de tension MPPT de l'onduleur. Sinon, il y a décrochage de l'onduleur et arrêt de la production d'énergie.
□ Isc chaînes < I max. onduleur

La somme des courants Isc des chaînes en parallèle doit être inférieure au courant d'entrée max de l'onduleur. Sinon, l'onduleur limite la production d'énergie injectée sur le réseau.

Définition de l'onduleur

■ En Europe, la puissance de l'onduleur doit être comprise entre 0,8 et 1 fois la puissance du champ :
0,8 < Ponduleur / Pchamp < 1
□ En deçà (inférieur à 0,8 Pchamp), l'onduleur limite la puissance d'une façon significative. L'énergie vendue au réseau est alors inférieure à ce que peuvent fournir les panneaux et en conséquence la durée de l'amortissement de l'investissement se trouve allongée.
□ Au delà (supérieur à Pchamp), l'onduleur est surdimensionné par rapport à la puissance du champ. Dans ce cas, la durée de l'amortissement est allongée.

■ Monophasé ou triphasé
Ce choix se fait en accord avec le distributeur local d'énergie, et selon les appareils existants dans les gammes d'onduleurs des constructeurs, souvent avec les limites suivantes :
□ Pn onduleur < 10 kW => onduleur monophasé,
□ 10 kW < Pn < 100 kW => soit onduleur(s) triphasé(s), soit des onduleurs monophasés répartis entre les trois phases et le neutre. Dans ce cas, la gestion des déséquilibres entre phases est un point à vérifier.
□ Pn > 100 kW => onduleur(s) triphasé(s).

■ Logiciel d'aide à la configuration.
Les constructeurs d'onduleurs aident les bureaux d'études et les installateurs à dimensionner les chaînes en fonction de leurs appareils pour les installations résidentielles ou tertiaires en leur proposant des logiciels d'aide au dimensionnement.

5.5 Mode de pose

Le mode de pose est un critère à ne pas négliger car, par exemple en France, le tarif d'achat de l'électricité produite en dépend. Il est à prendre en compte dans le choix d'un module, au même titre que l'ombrage.
Il existe 3 modes de pose : intégré au bâti, en surimposition ou au sol :

■ intégré au bâti ou BIPV « Building Integrated PhotoVoltaic »
Ce mode d'installation photovoltaïque cumule une double fonction (production d'énergie et étanchéité du toit, ou brise soleil, ...). C'est le seul qui, en France après validation par la DRIRE (Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, le seul organisme habilité), permet de bénéficier du tarif d'achat le plus élevé.

■ en surimposition
Ce montage a le mérite d'être plus simple à installer et surtout de ne pas changer l'étanchéité d'un toit mais le grand inconvénient, en France, est de ne pas bénéficier du tarif le plus avantageux. Ce mode d'installation est le plus employé en Allemagne et en Suisse.

■ au sol
Ce mode est utilisé pour des grandes surfaces de production (ferme photovoltaïque).

6 Supervision

La rentabilité d'une installation photovoltaïque dépendant principalement de son fonctionnement, il est donc essentiel de s'assurer que celle-ci est en permanence opérationnelle. La meilleure façon de s'en assurer est de disposer d'un système de supervision de l'installation. Ce système doit signaler au plus vite tout dysfonctionnement et être capable de détecter des dérives de production.

6.1 Principes

Il existe plusieurs principes de supervision des installations :

■ des systèmes communicants avec les onduleurs et capables de récupérer l'ensemble des grandeurs électriques de production de l'installation ainsi que l'état des onduleurs ;

■ des systèmes ne disposant pas des protocoles de communication avec les onduleurs mais pourvus d'entrées de mesure à même de surveiller la production photovoltaïque ;

■ des systèmes « hybrides » complétant les informations issues des onduleurs par des mesures externes à l'installation telles que l'ensoleillement ou la température.

Seuls les systèmes disposant de mesure d'ensoleillement permettent une corrélation sur l'ensemble de l'installation, des modules à la sortie des onduleurs. En effet, les prévisions de production reposant généralement sur des données statistiques météorologiques, il est assez difficile d'interpréter des données de production sans les corréler à un ensoleillement réel. Une production anormalement faible peut être liée à :

□ un ensoleillement faible sur une période (hors norme par rapport aux statistiques météorologiques),

□ un problème sur les modules (encrassement, ombrage, défaut de connexion),

□ ou un problème de fonctionnement de l'onduleur.

La discrimination de ces défauts ne peut se faire qu'en instrumentant l'installation avec des capteurs d'ensoleillement et de température, et en comparant la capacité de production avec la production effective.

Selon la taille de l'installation, pour détecter des écarts de production anormaux entre chaînes, une surveillance individuelle ou par groupe des chaînes de modules photovoltaïques peut être prévue.

6.2 Les systèmes de supervision

Ils peuvent être autonomes ou avec une télésurveillance.

■ Autonome (cf. **Fig. P18**)

Une fois les données acquises en local, le système transmet les alarmes, dès qu'elles sont générées, directement à des opérateurs de maintenance.

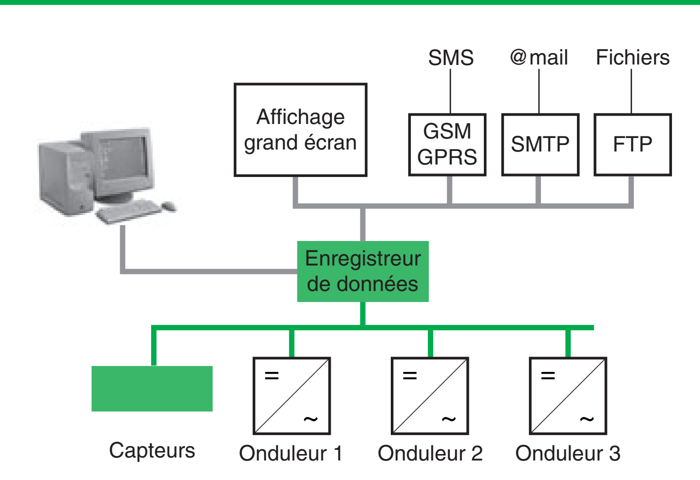
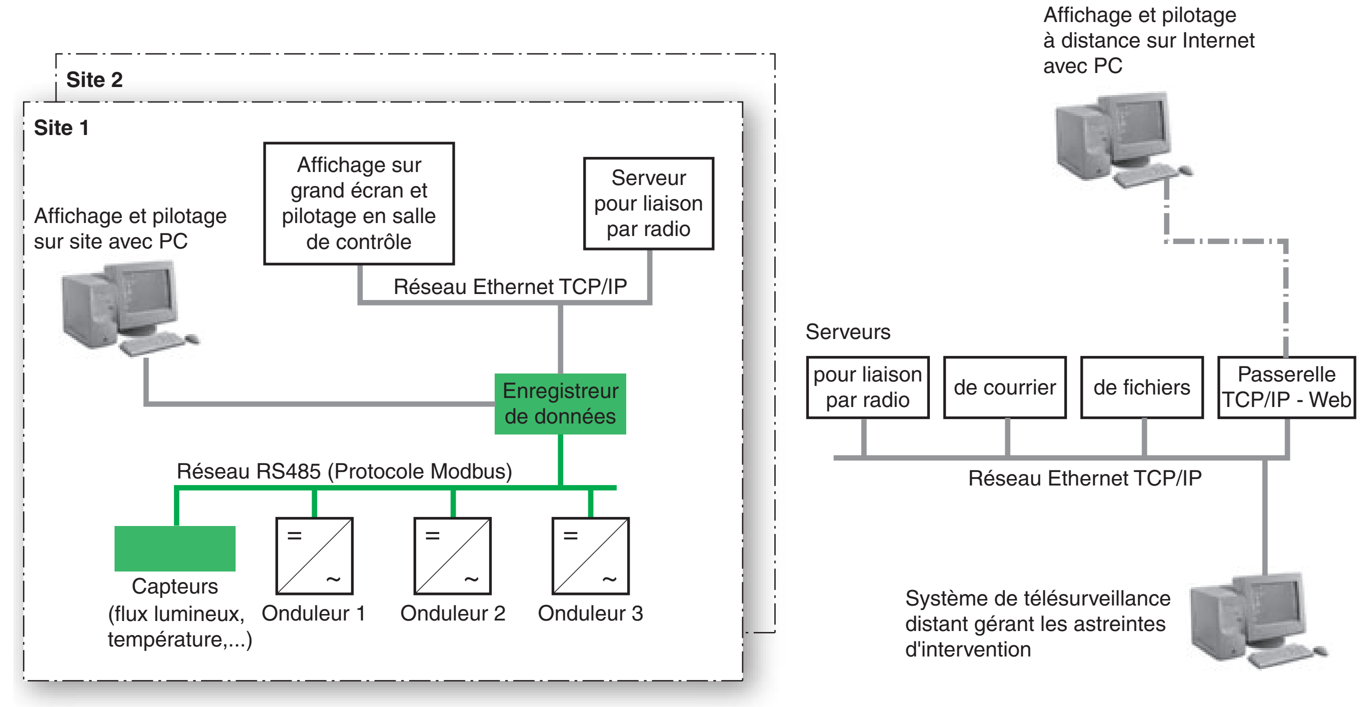


Fig. P18 : Exemple d'un système de supervision autonome.

■ Avec une télésurveillance (cf. **Fig. P19**)
Une fois les données acquises en local, le système transmet les données de production et les alarmes dès qu'elles sont générées à un système de télésurveillance distant capable de gérer les astreintes d'intervention. Ce qui permet un suivi précis de l'installation, suivi quasiment indispensable pour des installations multi-sites ou pour lesquelles l'exploitant de l'installation photovoltaïque n'est pas nécessairement l'occupant du site.



Serveurs :
- informatique pour liaison radio : au protocole GPRS -*General Packed Radio Service*- évolution de la norme GSM
- de courrier : au protocole SMTP -*Simple Mail Transfer Protocol*-
- de fichiers : au protocole FTP -*File Transfer Protocol*-

Fig. P19 : Exemple d'un système de supervision avec télésurveillance.



Fig. P20 : Pyranomètre -Kipp & Zonen-.

6.3 Les capteurs

Ce sont les capteurs qui fournissent les données aux systèmes de supervision.

■ Un capteur pour mesurer le flux lumineux instantané, tel une pyranomètre (capteur de flux thermique utilisé pour mesurer la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle (W/m2) , cf. **Fig. P20**). C'est la référence étalon au niveau de l'installation. Il peut servir à repérer des dérives dans le temps. Il est préconisé à tout producteur qui veut faire sur son installation des analyses comparatives et des statistiques.

■ Un capteur de température, un paramètre influent pour une production photovoltaïque (cf. paragraphe 2.1). C'est le rôle d'une sonde extérieure ou collée à l'arrière d'un module.

■ Un compteur d'énergie
Pour la vente de l'énergie, le seul compteur d'énergie qui fait foi est celui du distributeur d'énergie qui achète l'électricité.
Les autres compteurs placés dans une installation (dans l'onduleur ou à coté du compteur officiel), ne sont que des indicateurs avec leur propre précision. Des écarts de plus de 10 % entre les valeurs fournies par les appareils d'une installation et celle du compteur officiel sont possibles. Mais ces écarts ne sont pas dus qu'aux différences de précision, ils sont aussi la conséquence des pertes dans les câbles et les appareils de protection aval de l'onduleur.
Il est donc important d'essayer d'avoir les longueurs minimales de câbles et d'identifier précisément :
□ le lieu où sera raccordé l'installation au réseau,
□ et où seront branchés les compteurs du distributeur d'énergie.

6.4 Surveillance de l'installation

Le coût des modules, et pour certains leur accessibilité par toute sorte de public, justifient une surveillance du site par caméra vidéo.
Attention, cette surveillance qui est autorisée sur un site privé ne doit pas filmer la voie publique.

7 Informations complémentaires

7.1 Les coûts d'installation (année 2009)

Le tableau suivant (cf. **Fig. P21**) présente les coûts moyens d'installation appréciés en 2008 selon le type de surface et de module.

Type surface	Type module	P/m²	Nb m² /kW	Prix/Wc pour 10 kW	Prix/Wc pour 100 kW
Toiture inclinée (intégration)	standard	120 W/m²	9 m²/kW	7-8 €	5-6 €
Toiture inclinée (surimposition)	standard	120 W/m²	9 m²/kW	6-7 €	5-6 €
Toiture inclinée (intégration)	standard en bac acier	65 W/m² (*)	15 m²/kW	8-9 €	6-7 €
Toiture inclinée (intégration)	couches minces	45 W/m²	22 m²/kW	5-6 €	4-5 €
Toiture terrasse (Non intégré)	standard	120 W/m²	22 m²/kW	5-6 €	4-5 €
Verrière (intégration)	standard	120 W/m²	9 m²/kW	13-15 €	9-10 €
Brise soleil (intégration)	standard	120 W/m²	9 m²/kW	9-10 €	7-8 €

7.2 Les aides et subventions (année 2009)

En France, l'état propose un crédit d'impôt de 50 % du coût d'achat du matériel (énergie renouvelable) limité à 8000 euros pour un couple sans enfant.
Suivant les régions, d'autres aides peuvent être données par la région, l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie), ou d'autres organismes. Ces subventions servent à promouvoir le développement de certaines technologies, et leur attribution peut s'arrêter du jour au lendemain par décision gouvernementale.

7.3 La rentabilité d'une installation (année 2009)

La rentabilité est directement liée au prix d'achat de l'électricité. Ce prix est, en France, fixé par l'état. Pour une installation photovoltaïque raccordée au réseau et avec vente totale il est de :

- 0,60176 € par kWh pour des capteurs intégrés
- 0,32823 € par kWh pour des capteurs non intégrés

A ces gains, il faut ajouter différentes aides possibles qui dépendent des caractéristiques du projet et de son lieu d'implantation.

Les seuls frais à déduire sont ceux de la maintenance, et des abonnements des compteurs dus au distributeur.

7.4 Les démarches administratives

En France, un producteur souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat doit déposer un dossier auprès de la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) dont dépend son installation. Le site national de la DRIRE : http://www.drire.gouv.fr/
Et pour bénéficier des tarifs d'achat d'énergie légalement définis, un décret impose :

- une autorisation pour toutes installations de puissance > 4,5 MW,
- une déclaration pour les installations de puissance < 4,5 MW.

Pour les installations < 450 kW, la demande peut être faite sur internet via l'application AMPERE : https://ampere.industrie.gouv.fr/AMPERE

7.5 Vrai ou faux ?

■ Un panneau solaire produit moins d'énergie que sa fabrication a nécessité.
Faux : La durée de vie d'un panneau solaire est supérieure à 20 ans et seulement 18 à 36 mois, selon son orientation, suffisent à générer l'énergie nécessaire à sa fabrication. Ainsi, à la fin de sa vie, un panneau solaire a produit plus de 10 fois l'énergie consommée pour le fabriquer.

■ Les énergies renouvelables intermittentes déséquilibrent les réseaux.
Vrai : Les réseaux électriques ont été créés selon trois niveaux (distribution, répartition et transport) et ne sont adaptés à l'injection de fortes énergies qu'en des points très précis du réseau de transport et ils sont pilotés verticalement du producteur vers le consommateur. Le raccordement de sources de production réparties sur le réseau de distribution modifie les usages actuels. Cependant de par sa puissance relativement faible, une installation résidentielle prise individuellement n'a pas d'impact direct sur le réseau de distribution. C'est la multiplicité et la disparité des installations qui imposent une gestion plus délicate des différents réseaux.

■ Une des caractéristiques de certaines énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) est l'intermittence de production : la production dépendant du soleil (ou du vent) qui s'arrête lorsqu'un nuage passe ou que le soir arrive. Ce n'est donc pas une énergie sûre, disponible selon notre besoin.
Vrai, sauf lorsqu'en site isolé la charge des batteries d'accumulateurs a été bien étudiée.
Vrai, sauf quand le générateur est raccordé au réseau, car le réseau supplée alors le manque d'énergie renouvelable.

Chapitre Q
La norme NF C 15-100 dans l'habitat

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.
- Ce chapitre se limite aux prescriptions des locaux privatifs à usage d'habitation (NF C 15-100 § 771).
- Pour les installations électriques des parties communes des bâtiments d'habitation collectifs, il y a lieu de se reporter à la norme NF C 15-100 § 772.

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100 dans l'habitat

Ce sous-chapitre, présente un résumé des prescriptions concernant les locaux privatifs à usage d'habitation (NF C 15-100 partie 7-771) y compris les dernières mises à jour 2008.
Il est important de bien distinguer les installations électriques des parties communes des bâtiments d'habitation collectifs de celles des parties privatives : celles des parties communes devant répondre aux prescriptions de la partie 7-772 de la norme NF C 15-100.

1.1 Les dernières interprétations de la norme

Prise en compte des dispositions réglementaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées (NF § 771.512.2.16)

Les locaux concernés
L'obligation d'accessibilité porte sur :
■ tous les bâtiments d'habitation collectifs :
- logements,
- parties communes (circulations intérieures et extérieures, locaux collectifs, ascenseurs, etc.).
■ les maisons individuelles construites pour être louées ou mises à disposition ou pour être vendues.
■ les locaux collectifs des ensembles résidentiels comprenant plusieurs maisons individuelles groupées.

Les pièces concernées
Certaines dispositions sont spécifiques à "l'unité de vie des logements".
Cette unité est généralement constituée des pièces suivantes :
■ la cuisine,
■ le séjour,
■ une chambre,
■ un W.C.
■ et une salle d'eau.

Date de mise en application
Les dispositions à prendre pour l'accessibilité aux personnes handicapées sont applicables aux installations dont la demande de permis de construire est déposée à compter du 1er janvier 2007.

Fin de la dérogation concernant les conjoncteurs en T (NF § 771.559.6.1.1)

Date de mise en application
Concerne les ouvrages dont la date de dépôt de demande de permis de construire est postérieure au 1er janvier 2008, ou à défaut :
■ la date de déclaration préalable de construction,
■ la date de signature du marché,
■ la date d'accusé de réception de commande.

Obligation
Les prises de communication doivent être conformes aux normes de la série NF EN 60603-7, c'est-à-dire d'un type communément appelé RJ45.

Modification du tableau de choix des interrupteurs différentiels (NF § 771E)

Voir page Q13.

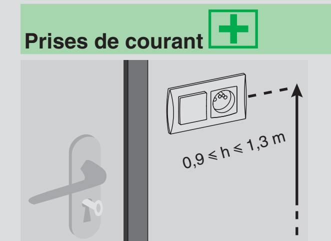
Les prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées sont repérées par le pictogramme suivant :



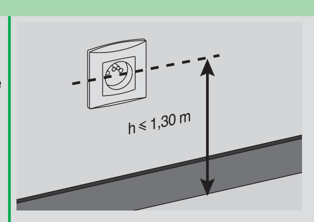
Sont prises en compte toutes les situations de handicaps :
■ Déficience motrice et paralysie
■ Troubles de la vision et cécité
■ Troubles de l'audition et surdité
■ Mémoire, troubles psychiques et mentaux

1.2 Les principales évolutions

Prises de courant

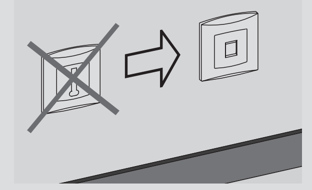


Socles supplémentaires
- Dans chaque pièce de l'unité de vie.
- A proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage.
- Non commandé.

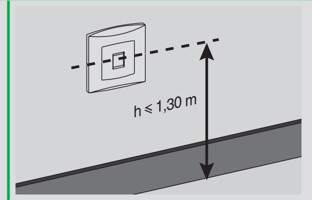


Hauteur
- Axe des socles ≤ 1,30 m du sol.

Prises de communication



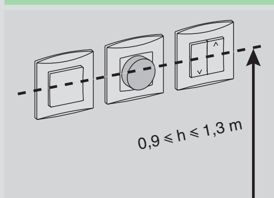
Type
- Prise en T interdite, prise RJ45 obligatoire.



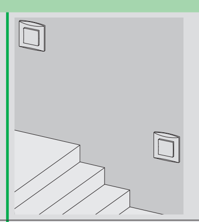
Hauteur
- ≤ 1,30 m du sol.



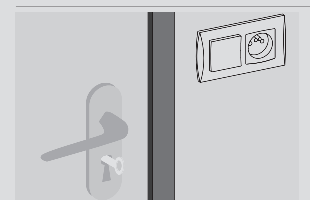
Commande



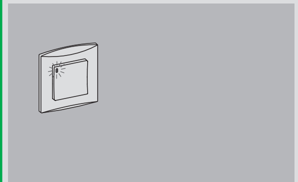
Hauteur
- Comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol.
- Concerne :
  - commande d'éclairage,
  - de volets roulants,
  - thermostats d'ambiance, etc.



Escalier
- Dispositif d'éclairage commandé aux différents niveaux.



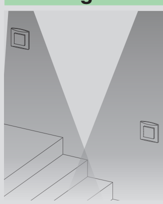
Emplacement
- A l'entrée, à l'intérieur de chaque pièce.
- Concerne le dispositif de commande d'éclairage.



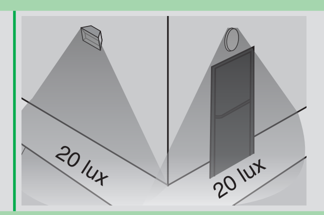
Cheminements extérieurs
- Commande repérée par un voyant.

Eclairage



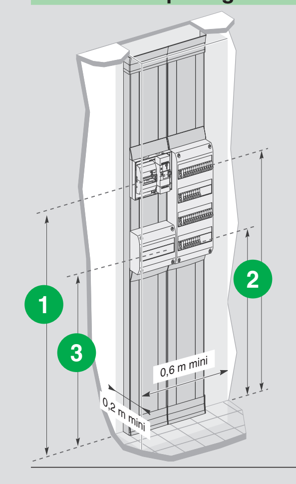


Escalier
- Suppression de toute zone d'ombre par un dispositif d'éclairage adapté.



Extérieur
- Niveau d'éclairement de 20 lux en tout point du cheminement.

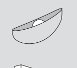
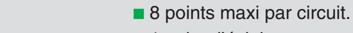
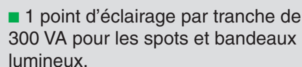
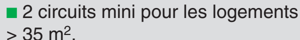
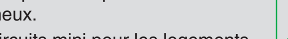
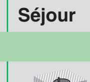
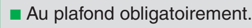
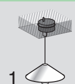
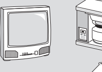
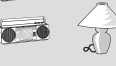
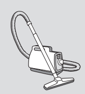
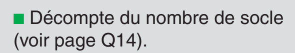
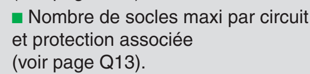
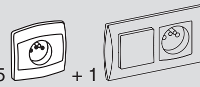
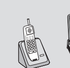
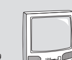
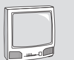
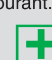
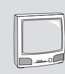
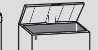
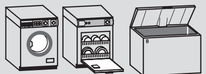
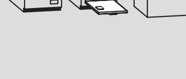
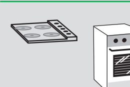
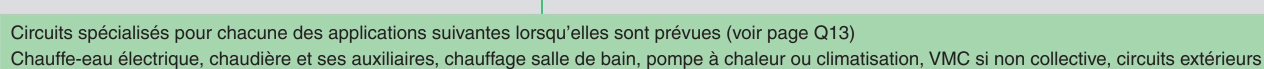
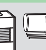
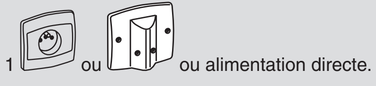
Gaine technique logement (GTL)



	Hauteur	Prescriptions générales	+
1	Coupure d'urgence	entre 1 et 1,80 m (1,30 m dans locaux pour personnes âgées)	entre 0,90 et 1,30 m
2	Appareillage dans coffret de répartition	entre 1 m (0,5 dans le cas de GTL fermée) et 1,80 m	entre 0,75 et 1,30 m
3	Socles de prise du tableau de communication : ■ socles de prises de courant		entre 0,05 et 1,30 m
	■ socles RJ45 (brassage manuel)	au minimum 0,05 m	

Q3

1.3 L'équipement minimal

	Séjour	Chambre
Eclairage (voir page Q15)		
     ■ 8 points maxi par circuit. ■ 1 point d'éclairage par tranche de 300 VA pour les spots et bandeaux lumineux. ■ 2 circuits mini pour les logements > 35 m^2. Dispositif DCL : voir page Q16.	 1  ■ Au plafond obligatoirement. ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m. 	 1 ■ Au plafond obligatoirement. ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m. 
Socles de prises de courant 16A non spécialisées (voir page Q14)		
       ■ Décompte du nombre de socle (voir page Q14). ■ Nombre de socles maxi par circuit et protection associée (voir page Q13). ■ hauteur ≤ 1,30 m. 	 5 + 1 ■ 5 mini avec 1 par tranche de 4 m^2 (ex : 7 pour séjour 27 m^2). ■ + 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage (peut être comptabilisé dans les 5).	  3 + 1 ■ Installation en périphérie. ■ + 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage. 
Prises de communication (voir page Q14)		
   ■ Téléphonie, réseau informatique (avec partage de l'accès internet éventuel), télévision.	 1 ■ A proximité de la prise TV et d'au moins une prise de courant. ■ A une hauteur ≤ 1,30 m.	 1 ■ A proximité d'au moins une prise de courant. ■ A une hauteur ≤ 1,30 m. 
Prises TV (voir page Q14)		
 ■ Si les prises de communication n'assurent pas la diffusion de la télévision.	 1 ■ A une hauteur ≤ 1,30 m.	 ■ 2 si > 100 m^2. ■ 1 si ≤ 100 m^2. ■ 0 admis si ≤ 35 m^2. ■ A une hauteur ≤ 1,30 m. 
4 circuits spécialisés obligatoires pour le gros électroménager (voir page Q13)		
    ■ Lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle, congélateur, four.		
 ■ Cuisinière ou plaque de cuisson ■ 32 A mono ou 20 A tri.		
 Circuits spécialisés pour chacune des applications suivantes lorsqu'elles sont prévues (voir page Q13) Chauffe-eau électrique, chaudière et ses auxiliaires, chauffage salle de bain, pompe à chaleur ou climatisation, VMC si non collective, circuits extérieurs		
  	 1 ou  ou alimentation directe.	■ Socle de prise à une hauteur ≤ 1,30 m. ■ Voir condition d'installation du chauffe-eau dans la salle de bain page Q19.  

Cuisine	Salle de bain	Circulations, WC et autres locaux	Extérieur
1 ■ Au plafond obligatoirement. ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m.	1 ou ■ Au plafond ou en applique. ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m.	1 ou ■ Au plafond ou en applique. ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m.	■ 1 par entrée principale ou de service. ■ 20 lux minimum pour les cheminements. ■ Commande repérée par voyant ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m.
6 + 1 ■ 6 dont 4 au dessus du plan de travail. ■ + 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage (peut-être comptabilisé dans les 6).	1 + 1 ■ Autorisée dans volume 3 et hors volume. ■ Interdite au sol. ■ + 1 □ Dans pièce entre 0,90 et 1,30 m. □ A proximité immédiate de la commande d'éclairage sicette dernière est à l'intérieur.	1 ■ Obligatoire dans circulations et locaux > 4 m². ■ Non obligatoire pour WC et annexes non attenantes (garage, abris de jardin, etc.). 1 WC ■ 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage.	
1 ■ A proximité d'au moins une prise de courant. ■ A une hauteur ⩽ 1,30 m.			
■ 2 si > 100 m². ■ 1 si ⩽ 100 m². ■ 0 admis si ⩽ 35 m². ■ A une hauteur ⩽ 1,30 m.			
3 ■ A une hauteur ⩽ 1,30 m. ■ Pour le lave-linge et le sèche linge : □ à proximité des arrivées et évacuations d'eau, □ dans le volume 3 uniquement s'ils sont dans la salle de bain. ■ Lorsque l'emplacement du congélateur est défini, prévoir un circuit spécialisé avec 1 dispositif différentiel 30 mA spécifique, de préférence à immunité renforcée (exemple : D'clic Vigi si).			
1 ou ■ hauteur ⩽ 1,30 m.			

(alimentant une ou plusieurs utilisations non attenantes au bâtiment. Exemple : éclairage, portail automatique), alarmes, contrôle, domotique, piscine


1 ou
ou alimentation directe.

■ Socle de prise à une hauteur ⩽ 1,30 m. 

■ Voir condition d'installation du chauffe-eau dans la salle de bain page Q19.

2 La norme pièce par pièce

2.1 Le Séjour

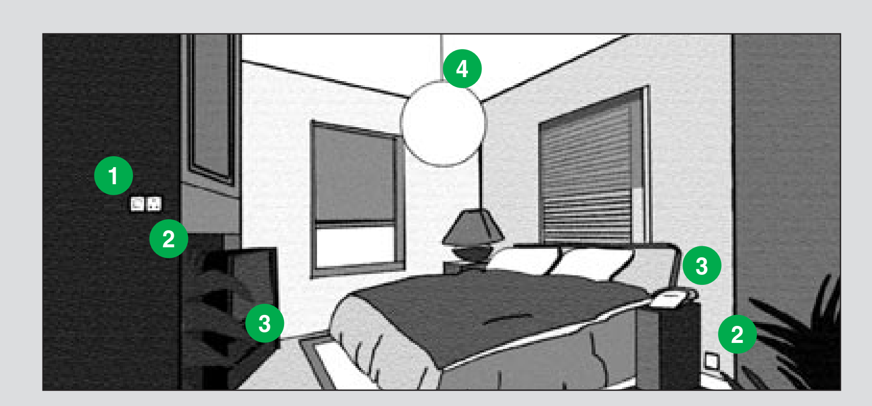
Repère	Personnes handicapées	Description
1	✚	**Dispositif de commande** (NF § 771.536.5.1) ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol. ■ Sont concernés : □ les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc. □ les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Un dispositif de **commande d'éclairage** doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce.
2	✚	■ 1 socle de prise de courant 16 A 2P+T non commandé, qui peut ne pas être supplémentaire, doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage (NF § 771.314.2.1.1). ■ L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.555.1.6.1).
3		**Prises de courant non spécialisées 16 A** (NF § 771.314.2.1) ■ **1 socle** par tranche de 4 m^2 de surface, minimum de 5 socles. ■ Répartition en périphérie. En pratique : ■ pour surfaces ⩽ 20 m^2 = 5 socles, ■ pour surfaces ⩽ 24 m^2 = 6 socles, ■ pour surfaces ⩽ 28 m^2 = 7 socles, ■ pour surfaces ⩽ 32 m^2 = 8 socles, ■ pour surfaces ⩽ 36 m^2 = 9 socles, ■ pour surfaces ⩽ 40 m^2 = 10 socles.
4		**Point éclairage** (NF § 771.314.2.3) ■ Au moins **1 point** en plafond, équipé d'un socle DCL + douille DCL. ■ Complément par 1 ou plusieurs en applique ou par 1 ou plusieurs socles de prise de courant commandés. ■ **Cas particulier** : en cas d'une rénovation totale ou impossibilités techniques de réalisation en plafond, remplacement par 2 points en applique ou 2 socles prise de courant commandés.
5		**Prise communication** (NF § 771.559.6.1.1) ■ 1 socle par pièce principale et cuisine (au minimum 2 si petit logement). ■ **Prise RJ45** (NF § 771.559.6.2) : emplacement à proximité d'un socle prise de courant 16 A. ■ **+ Prise coaxiale** si la télévision n'est pas distribuée par les prises RJ45 (NF § 771.559.6.2) emplacement à proximité : □ d'un socle prise de courant 16 A, □ d'un socle prise de communication.
	✚	■ L'axe des socles de prise de communication doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.559.6.2.1).

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires



prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

2.2 La Chambre



Repère	Personnes handicapées	Description
1	+	**Dispositif de commande** (NF § 771.536.5.1) ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol. ■ Sont concernés : □ les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc. □ les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Un dispositif de **commande d'éclairage** doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce.
2		**Prises de courant non spécialisées 16 A** (NF § 771.314.2.1) ■ 3 socles. ■ Répartition en périphérie.
	+	■ L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.555.1.6.1). ■ Un socle de prise de courant 16 A 2P+T supplémentaire et non commandé, doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage (NF § 771.314.2.1.1).
3		**Prise communication** (NF § 771.559.6.1.1) ■ 1 socle par pièce principale et cuisine (au minimum 2 si petit logement).
	+	■ L'axe des socles de prise de communication doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.559.6.2.1).
		■ **Prise RJ45** (NF § 771.559.6.2) : emplacement à proximité d'un socle prise de courant 16 A. ■ **+ Prise coaxiale** si la télévision n'est pas distribuée par les prises RJ45 (NF § 771.559.6.2) emplacement à proximité : □ emplacement à proximité de : - un socle prise de courant 16 A, - un socle prise de communication. □ nombre minimal de prises coaxiales (NF § 771.559.6.1.2) - surface ⩽ à 100 m^2 = au moins 2 socles, - surface > à 100 m^2 = au moins 3 socles, - surface ⩾ à 35 m^2 = 1 seul socle admis.
4		**Point éclairage** (NF § 771.314.2.3) ■ Au moins 1 point en plafond, équipé d'un socle DCL + douille DCL. ■ Complément par 1 ou plusieurs en applique ou par 1 ou plusieurs socles de prise de courant commandés. ■ **Cas particulier** (NF § 771.314.2.3) : en cas d'une rénovation totale ou impossibilités techniques de réalisation en plafond, remplacement par 2 points en applique ou 2 socles prise de courant commandés.

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires



prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

2.3 La cuisine

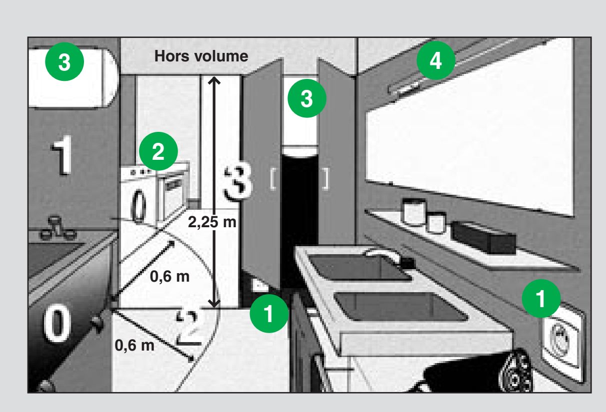
Repère	Personnes handicapées	Description
1		**Point éclairage** (NF § 771.314.2.3) ■ Au moins **1 point** en **plafond**, équipé d'un socle DCL + douille DCL. ■ Complément par 1 ou plusieurs en applique ou par 1 ou plusieurs socles de prise de courant commandés. ■ **Cas particulier** (NF § 771.314.2.3) : en cas d'une rénovation totale ou impossibilités techniques de réalisation en plafond, remplacement par 2 points en applique ou 2 socles prise de courant commandés.
2		**Prise communication** (NF § 771.559.6.1.1) ■ Emplacement (NF § 771.559.6.2) : □ à proximité d'un socle prise de courant 16 A. □ non autorisé au-dessus des appareils cuisson et bacs éviers.
	+	L'axe des socles de prise de communication doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.559.6.2.1).
3		**Prises de courant non spécialisées 16 A** (NF § 771.314.2.1) ■ **6 socles** dont 4 sont à répartir au-dessus du (ou des) plan(s) de travail. ■ Installation interdite au dessus de l'évier et feux ou plaques de cuisson ■ Si la surface de la cuisine est $\leqslant$ 4 m^2, 3 socles sont admis. □ 1 socle supplémentaire identifié pour la hotte peut-être placé au-dessus des plaques de cuisson sous condition d'installation à 1,80 m minimum.
4	+	**Dispositif de commande** (NF § 771.536.5.1) ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol. ■ Sont concernés : □ les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc. □ les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce.
5	+	■ Un socle de prise de courant 16 A 2P+T non commandé, qui peut ne pas être supplémentaire, doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage (NF § 771.314.2.1.1). ■ L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.555.1.6.1), à l'exception du socle supplémentaire dédié à la hotte.
6		**Circuits spécialisés gros électroménager** (NF § 771.314.2.2) ■ **1 circuit** d'alimentation pour cuisinière ou plaque de cuisson seule avec une boîte de connexion ou une prise 32 A mono ou une prise 20 A tri. ■ **1 circuit** spécialisé avec socle prise de courant 16 A **si four indépendant**. ■ 1 **circuit** spécialisé avec socle prise de courant 16 A pour **lave-vaisselle**. ■ Lorsque l'emplacement du congélateur est défini, il convient de prévoir 1 circuit spécialisé avec un dispositif différentiel 30 mA spécifique à ce circuit, de préférence à immunité renforcée (possibilité d'alimentation par transformateur de séparation). **Cas particulier des petits logements type T1** (NF § 771.314.2.2) ■ Adaptation du nombre de prises spécialisées en fonction de l'équipement fourni. ■ Si l'équipement n'est pas fourni, 3 circuits spécialisés au moins sont à prévoir (1 x 32 A et 2 x 16 A).

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires



prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

2.4 La Salle de bain (Voir aussi pages Q19 et Q20)



Règles spécifiques

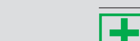
Classification des volumes (NF § 701.32)

- 0 : dans la baignoire ou la douche.
- 1 : au-dessus du volume 0 et jusqu'à 2,25 m à partir fond baignoire.
- 2 : 0,6 m autour du volume 1 et jusqu'à hauteur de 3 m du sol.
- 3 : 2,4 m autour du volume 2 et jusqu'à hauteur de 2,25 m du sol.

Espace sous la baignoire (NF § 701.320.5) : volume 1 ou volume 3 si fermé et accessible par trappe.

Appareillage (NF § 701.55)

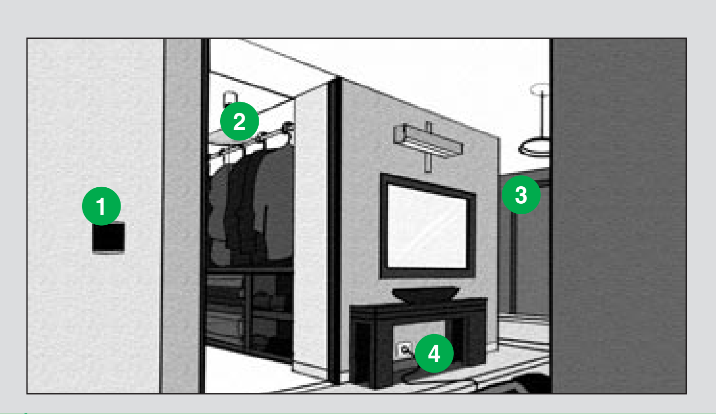
- Aucun appareillage dans volume 0.
- Aucun appareillage en volume 1 et 2, sauf interrupteurs de circuits à TBTS 12 V dont la source est installée hors volumes 0, 1 ou 2.

Repère	Personnes handicapées	Description
		**Dispositif de commande** (NF § 771.536.5.1) ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol. ■ Sont concernés : □ les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc. □ les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Un dispositif de **commande d'éclairage** doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce. Pour respecter les règles liées aux volumes, **il peut être disposé à l'extérieur**.
 1		**Prises de courant** (NF § 701.55) ■ 1 socle minimum, autorisé dans le volume 3 uniquement (interdit au sol). ■ Par dérogation, dans volume 2, le socle de la prise rasoir, alimenté par transformateur de séparation, est admis.
		■ L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.555.1.6.1). ■ Un socle de prise de courant 16 A 2P+T supplémentaire et non commandé, doit être disposé (volume 3 ou hors volume) à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage (NF § 771.314.2.1.1). Même si le dispositif de commande ne peut y être placé, le socle de prise doit être dans le local à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m.
 2		**Lave-linge / Sèche-linge** (NF § 701.55) ■ non autorisés dans volumes 0, 1 et 2 ■ les dispositions pour le respect de la prescription incombent au maître d'œuvre ■ Installation possible en volume 2 si la partie les recevant est transformée en volume 3 par mise en place d'une séparation (paroi, cloison, …) en matériau non métallique, de hauteur égale à celle du volume 1.
 3		**Production d'eau chaude** (NF § 701.55) ■ chauffe-eau à accumulation : installation dans le volume 3 et hors volumes. Quand impossibilité d'installation dans ces volumes : □ accumulation **vertical** admis dans volume 2 □ accumulation **horizontal** admis dans volume 1, placé le + haut possible ■ chauffe-eau instantané : possibilité d'installation en volume 1 et 2. Pour ces 2 derniers types, les canalisations d'eau doivent être en matériau conducteur et le chauffe-eau protégé par un dispositif différentiel 30 mA.
 4		**Luminaires et appareils de chauffage** (NF § 701.55) ■ Non autorisés dans volumes 0 - 1. ■ Autorisés en volume 2 si de classe II. ■ Ne peuvent pas être installés sur tabliers, paillasses et niches de baignoire ou douche.

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires

 prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

2.5 Autres locaux supérieurs à 4 m², circulation et WC

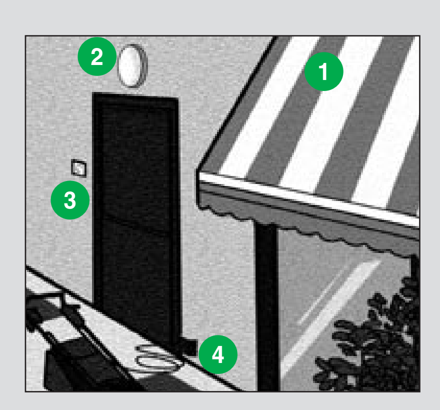


Repère	Personnes handicapées	Description
1	+	**Dispositif de commande** (NF § 771.536.5.1) ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol. ■ Sont concernés : □ les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc. □ les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Un dispositif de **commande d'éclairage** doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce. ■ **Cas des logements réalisés sur plusieurs niveaux** (NF § 771.536.5.1) : Pour tout escalier, un dispositif de commande d'éclairage à chaque niveau desservi.
2		**Point éclairage** (NF § 771.314.2.3) ■ au moins 1 **point** placé en **plafond** ou en **applique**, équipé d'1 socle DCL + douille DCL. ■ Non concernés : placards et autres emplacements dans lesquels il n'est pas prévu de pénétrer. ■ Non obligatoire pour annexes non attenantes, telles que garages, abris de jardin, …
	+	**Cas des logements réalisés sur plusieurs niveaux** (NF § 771.536.5.1) : tout escalier doit comporter un dispositif d'éclairage artificiel supprimant toute zone d'ombre.
3	+	**Cas particulier des WC** ■ Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce (NF § 771.536.5.1). ■ Un socle de prise de courant 16 A 2P+T non commandé supplémentaire, doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage (NF § 771.314.2.1.1).
4		**Prises de courant non spécialisées, 16 A** (NF § 771.314.2.1) ■ **1 socle** dans circulations, ■ **1 socle** dans locaux S > 4 m², □ non obligatoire pour WC et annexes non attenantes telles que garages, abris de jardin, etc.
	+	■ L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.555.1.6.1).

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires

+ prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

2.6 Extérieur



Repère	Personnes handicapées	Description
1		**Stores "bannes" extérieurs** (NF § 771.314.2.4) ■ si cet équipement est prévu, les points d'alimentation correspondants sont à réaliser.
2		**Points éclairage extérieur** (NF § 771.314.2.4) ■ 1 point par entrée principale ou de service. ■ Alimentation possible depuis 1 circuit d'éclairage intérieur.
	+	Cheminement : un dispositif d'éclairage doit permettre, lorsque l'éclairement naturel n'est pas suffisant, d'assurer une valeur d'éclairement mesurée au sol d'au moins **20 lux** en tout point du cheminement. ■ Ce dispositif d'éclairage peut être à commande manuelle ou automatique.
3	+	**Dispositif de commande** (NF § 771.536.5.1) ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre **0,90 m et 1,30 m du sol**. ■ Sont concernés : □ les interrupteurs de commande d'éclairage, de stores, etc. □ les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Les dispositifs de commande et de service situés sur les cheminements extérieurs accessibles doivent être **repérables** grâce notamment à un éclairage particulier ou à un contraste visuel. ■ Sont visés notamment les systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants. ■ Un voyant répond à cette exigence.
4		**Prises de courant non spécialisées, extérieures, 16 A** (NF § 771.314.2.4) ■ Lorsqu'un socle est installé à l'extérieur, recommandation de placer à l'intérieur du logement 1 dispositif de mise hors tension couplé à 1 voyant de présence de tension.
	+	**Cas particulier de l'accessibilité aux locaux collectifs des ensembles résidentiels comprenant plusieurs maisons individuelles groupées** (Partie 7-771 - Annexe E) ■ Eclairage intérieur : □ au moins 100 lux mesurée au sol, □ si l'éclairage est temporisé, l'extinction doit être progressive. □ Diminution progressive ou par paliers, ou par tout autre système de préavis d'extinction. ■ Equipements et dispositifs de commande d'éclairage et de service, et systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants : □ repérés par un témoin lumineux, □ à plus de 0,40 m d'un angle rentrant de parois ou de tout autre obstacle à l'approche d'un fauteuil roulant, □ à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m. ■ Les dispositifs de commande d'éclairage peuvent être soit automatiques, soit manuels.

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires


prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

3 La norme fonction par fonction

3.1 Section des conducteurs et calibres des protections

Section des conducteurs d'alimentation et protection contre les surintensités (NF § 771.533, NF § 753.4.2 et NF § 771.314.2.5)

Nature du circuit			Section mini. des conducteurs cuivre (mm²)	Courant assigné maximal du dispositif de protection	
				Disjoncteur (A)	Fusible (A)
Éclairage		point d'éclairage ou prise commandée	1,5	16	10
Prise de courant 16 A		circuit avec 5 socles max.	1,5	16	non autorisé
		circuit avec 8 socles max.	2,5	20	16
		circuits spécialisés (lave-linge, sèche-linge, four...)	2,5	20	16
Volets roulants			1,5	16	10
VMC			1,5	2	non autorisé
		cas particuliers	1,5	jusqu'à 16	
Pilotage		circuit d'asservissement tarifaire fil pilote, gestionnaire d'énergie	1,5	2	non autorisé
Chauffe-eau		chauffe-eau électrique non instantané	2,5	20	16
Cuisson	plaque de cuisson cuisinière	monophasé	6	32	32
		triphasé	2,5	20	16
Chauffage 230 V	Emetteurs muraux (convecteurs, panneaux radiants)	2250 W	1,5	10	10
		3500 W	2,5	-	16
		4500 W	2,5	20	-
			4	-	20
		5750 W	4	25	-
		7250 W	6	32	25
	Plancher à accumulation ou direct équipé de câbles autorégulants	1700 W	1,5	16	non autorisé
		3400 W	2,5	25	
		4200 W	4	32	
		5400 W	6	40	
		7500 W	10	50	
Autres circuits			1,5	16	10
			2,5	20	16
			4	25	20
			6	32	32
Tableau divisionnaire	(longueur maxi des conducteurs d'alimentation des tableaux de répartition divisionnaire)		1,5	16 (9 m)	10 (15 m)
			2,5	16 (16 m)	10 (25 m)
				20 (12 m)	16 (16 m)
			4	16 (25 m)	10 (40 m)
				20 (20 m)	16 (25 m)
				25 (16 m)	20 (20 m)
			6	16 (62 m)	10 (100 m)
				20 (50 m)	16 (62 m)
				25 (40 m)	20 (50 m)
				32 (31 m)	32 (31 m)

3.2 Circuits spécialisés

Chaque gros électroménager doit être alimenté par un circuit spécialisé.
Au moins 4 circuits spécialisés doivent être prévus (NF § 771.314.2.2).

1 circuit cuisson

■ 1 circuit alimentation cuisinière ou plaque cuisson seule sur boîte de connexion ou prise 32 A mono ou 20 A tri.

3 circuits avec socle prise de courant 16 A

■ Pour alimentation d'appareils du type lave-linge, lave-vaisselle, sèche-linge, four indépendant, congélateur.
■ Lorsque l'emplacement du congélateur est défini, il convient de prévoir 1 circuit spécialisé avec 1 dispositif différentiel 30 mA spécifique à ce circuit, de préférence à immunité renforcée (possibilité d'alimentation par transformateur de séparation).

Autres circuits

■ D'autres circuits spécialisés sont à mettre en œuvre si les applications sont prévues (NF § 771.314.2.2) :
□ chauffe-eau, chaudière et ses auxiliaires, pompe à chaleur, climatisation,
□ appareil de chauffage salle de bains (par exemple sèche-serviette),
□ piscine,
□ circuits extérieurs (alimentation d'une ou plusieurs utilisations non attenantes au bâtiment, par ex. éclairage jardin, portail automatique, etc.),
□ alarmes, contrôles,
□ VMC lorsqu'elle n'est pas collective, etc.
■ Il est recommandé de repérer les socles de prises commandées.

3.3 Protection différentielle 30 mA

■ Tous les circuits de l'installation doivent être protégés par un dispositif différentiel résiduel (DDR) 30 mA (NF § 771.531.2.3.2) :
□ le nombre, le type et le courant assigné sont donnés dans le tableau de la **figure Q1**,
□ ces dispositifs doivent être placés à l'origine de tous les circuits.

Architecture Répartition des circuits (NF § 771.531.2.3.2.1)

■ Les circuits sont à répartir judicieusement en aval des 30 mA.
■ Recommandation de protéger par des 30 mA différents les circuits d'éclairage et les prises de courant d'une même pièce.

Chauffage électrique avec fil pilote (NF § 771.531.2.3.2.1)

■ L'ensemble des circuits de chauffage, y compris le fil pilote, est placé sous un même 30 mA.

Circuits extérieurs (NF § 771.531.2.3.2.1)

■ La protection des circuits extérieurs, alimentant des applications extérieures non fixées au bâtiment, doit être distincte de celle des circuits intérieurs.

Branchement monophasé de puissance ⩽ 18 kVA, avec ou sans chauffage électrique.

Surface des locaux d'habitation	Nombre, type et courant assigné minimal I des interrupteurs différentiels 30 mA
Surface ⩽ 35 m^2	1 x 25 A de type AC et 1 x 40 A de type A(1)
35 m^2 < surface ⩽ 100 m^2	2 x 40 A de type AC(2) et 1 x 40 A de type A(1)
Surface > 100 m^2	3 x 40 A de type AC(2) et 1 x 40 A de type A(1)

(1) L'interrupteur différentiel 40 A de type A doit protéger les circuits suivants :
■ le circuit spécialisé de la cuisinière ou de la plaque de cuisson,
■ le circuit spécialisé du lave-linge.
En effet ces matériels peuvent en cas de défaut produire des courants comportant des composantes continues.
■ et éventuellement deux circuits non spécialisés (éclairage ou prises de courant).

Attention : Dans le cas où cet interrupteur différentiel de type A est amené à protéger un ou deux circuits spécialisés supplémentaires, son courant assigné doit être égal à 63 A.

(2) Lorsque des circuits de chauffage et de chauffe-eau électriques, dont la somme des courants est supérieure à 8 kVA sont placés en aval d'un même interrupteur différentiel, remplacer un interrupteur différentiel 40 A de type AC par un interrupteur différentiel 63 A de type AC.

Fig. Q1 *: Choix des interrupteurs différentiels* ⓝ

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires
ⓝ : nouveau

3.4 Prises de courant



Installation des prises de courant

■ Installation de façon à ce que l'axe des alvéoles soit au moins à 50 mm au-dessus du sol fini pour les socles < 32 A et 120 mm au moins pour les socles 32 A. (NF § 555.1.9).
■ Il est recommandé de repérer les socles de prises commandées.



■ L'axe des socles doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol, à l'exception du socle dédié à la hotte. (NF § 771.555.1.6.1).

Fixation des prises de courant (NF § 771.530.4)

■ Fixation par griffes interdite depuis le 1er juin 2004.
■ Utilisation recommandée de boîtes d'encastrement mixtes.

Emplacement

■ Au moins 1 socle prise de courant 16 A doit être placé à proximité de chaque prise de communication ou de télévision. (NF § 771.559.6.2)



■ Pour chaque pièce de l'unité de vie du logement définie en 771.512.2.16 un socle de prise de courant 16 A 2P+T supplémentaire et non commandé doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage, à l'exception du séjour et de la cuisine pour lesquels cette prise peut ne pas être supplémentaire. (NF § 771.314.2.1.1).

Limitation du nombre de socles prises de courant 16 A, non spécialisées dans 1 même circuit (NF § 771.314.2.1)

■ 5 prises, si conducteurs 1,5 mm^2.
■ 8 prises, si conducteurs 2,5 mm^2.

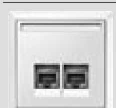
Protection circuits prises de courant (NF § 771.533)

■ Conducteurs 1,5 mm^2
= disjoncteur 16 A (fusible non autorisé).
■ Conducteurs 2,5 mm^2
= disjoncteur 20 A ou fusible 16 A.

Décompte des socles de prises de courant montées dans 1 même boîtier (NF § 771.314.2.1)

■ Ensemble de 1 ou 2 boîtiers = 1 socle.
■ Ensemble de 3 ou 4 boîtiers = 2 socles.
■ Ensemble > à 4 boîtiers = 3 socles.

3.5 Réseaux de comunication

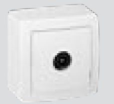


Nombre minimal de prises de communication (NF § 771.559.6.1.1)

■ Au moins 1 socle par pièce principale et cuisine dont 1 dans la salle de séjour près de la prise télévision.
■ Minimum de 2 socles pour petit logement.

Type de prise de communication (NF § 771.559.6.1.1 + fiche d'interprétation UTE 15-100 F6 de juin 2007)

■ à partir du 1er janvier 2008, date de dépôt de demande de permis de construire :
□ tous les socles de prise de communication sont de type «RJ45»,
□ les socles de prise téléphonique «en T» **ne seront plus autorisés**.



Nombre minimal de prises télévision (NF § 771.559.6.1.2)

■ Lorsque les réseaux de communication n'assurent pas la fonction de distribution de la télévision, l'équipement minimum consiste en la pose de :
□ au moins 2 prises télévisons dans les logements de surface ⩽ à 100 m^2,
□ au moins 3 prises télévisons dans les logements de surface > à 100 m^2,
□ 1 prise télévision est admise dans les logements de surface ⩽ à 35 m^2.

Installation (NF § 771.559.6.2)

■ Chaque socle doit être desservi par une canalisation provenant du tableau de communication de la Gaine Technique Logement (GTL) : installation de façon à ce que l'axe des socles soit au moins à 50 mm au-dessus du sol fini.
■ Fixation à griffes non admise.
■ Pour les prises mixtes (BT + communication), une cloison doit séparer les 2 socles. L'intervention sur un des socles doit pouvoir être effectuée sans intervention sur l'autre.



Emplacement

■ Prises de communication et télévision non admises dans les volumes 0, 1 et 2 des locaux contenant 1 baignoire ou 1 douche. (NF § 771.559.6.2).

■ L'axe des socles doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol. (NF § 771.559.6.2.1).

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires



prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

3.6 Eclairage

Nombre minimal de circuits d'éclairage (NF § 771.314.2.3)

■ Au moins 2 circuits pour logements de S > 35 m².

Nombre de points d'éclairage alimentés par un même circuit (NF § 771.314.2.3)

■ Il est limité à 8.
■ Spots ou bandeaux lumineux = 1 point d'éclairage par tranche de 300 VA dans la même pièce.

Protection des circuits d'éclairage (NF § 771.533)

■ Circuit 1,5 mm² : disjoncteur 16 A ou fusible 10 A.

Installation d'appareillage manuel de commande (NF § 771.536.5)

■ Généralement placé près d'1 porte, à portée de la main, du côté de l'ouvrant
■ Hauteur comprise entre 0,80 m et 1,30 m, au-dessus du sol fini.

Commande couloirs et circulations (NF § 771.536.5)

■ Par dispositif de commande manuel placé :
□ à moins d'1 m de chaque accès, si ce dispositif ne comporte pas de voyant lumineux.
□ à moins de 2 m de chaque accès, si ce dispositif comporte 1 voyant lumineux.
■ Par système automatique (détection de présence).

Prises de courant commandées (NF § 771.465.1)

■ Chaque socle est compté comme 1 point éclairage.
■ Alimentation par les circuits éclairage.
■ Courant nominal socle = 16 A.
■ Recommandation de repérage des socles.

Nombre de points de commande et dispositif de commande

■ 2 socles au plus placés dans la même pièce : utilisation d'un interrupteur.
■ Plus de 2 socles : utilisation de télérupteur, contacteur ou similaire.

Emplacement des dispositifs de commande (NF § 771.536.5.1)



■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 et 1,30 m du sol.
■ Sont concernés les interrupteurs de commande d'éclairage.
■ Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de chaque pièce. Dans le cas des locaux contenant une baignoire ou une douche, le dispositif de commande manuelle peut, pour respecter les règles liées aux volumes, être disposé à l'extérieur.

Escaliers (NF § 771.536.5.1)



■ Dans les logements réalisés sur plusieurs niveaux, tout escalier doit comporter 1 dispositif d'éclairage artificiel supprimant toute zone d'ombre, commandé aux différents niveaux desservis.

Cheminements extérieurs (NF § 771.536.5.1)



■ Les dispositifs de commande et de service situés sur les cheminements extérieurs accessibles doivent être repérables grâce notamment à 1 éclairage particulier ou 1 contraste visuel.
■ Sont visés notamment les systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants.
■ 1 voyant répond à cette exigence.

Locaux et équipements collectifs (NF § 7-771, annexe E)



Les équipements et dispositifs de commande d'éclairage et les systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants, doivent être :
■ repérés par un témoin lumineux,
■ situés à plus de 0,40 m d'un angle rentrant de parois ou de tout autre obstacle à l'approche d'un fauteuil roulant,
■ situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m.

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires

prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

3.7 Boîtes de connexion & dispositifs de connexion pour luminaires -DCL-

Boîte de connexion (NF § 559.1.1)	
	■ Obligatoire si la canalisation est encastrée. ■ Non obligatoire si la canalisation est en saillie et si le matériel est pourvu de bornes de raccordement réseau (par exemple hublot, etc.).
Boîte de connexion pour alimentation des points d'éclairage	
	■ Si la fixation est dans un plafond, elle doit être prévue pour la suspension de luminaire avec une charge d'un minimum de 25 kg. ■ Fixation de la boîte à la structure du bâtiment.
DCL (NF § 559.1.1)	
	■ Obligatoire en présence d'une boîte de connexion.
Champ d'application DCL	
	■ Luminaire de courant nominal ⩽ 6 A. ■ Conditions des influences externes ⩽ AD2.
Conséquences dans le logement n	
	■ DCL obligatoire dans tous les locaux, excepté en extérieur. ■ Cas des locaux recevant une baignoire ou une douche : □ dans les volumes 0 et 1, l'installation d'un socle DCL est interdite, □ dans le volume 2, lorsque le socle DCL n'est pas connecté et recouvert par un luminaire adapté aux exigences de ce volume, ce socle DCL peut être laissé en attente. Dans ce cas, le socle DCL doit-être muni d'un obturateur lui conférant l'IPx3 minimum.

n : nouveau

3.8 Chauffage électrique

Fil pilote (NF § 771.462.2)

■ Le sectionnement du fil pilote doit être prévu.
■ Sectionnement réalisé à l'origine de chacun des circuits de chauffage par dispositif associé au dispositif de protection.

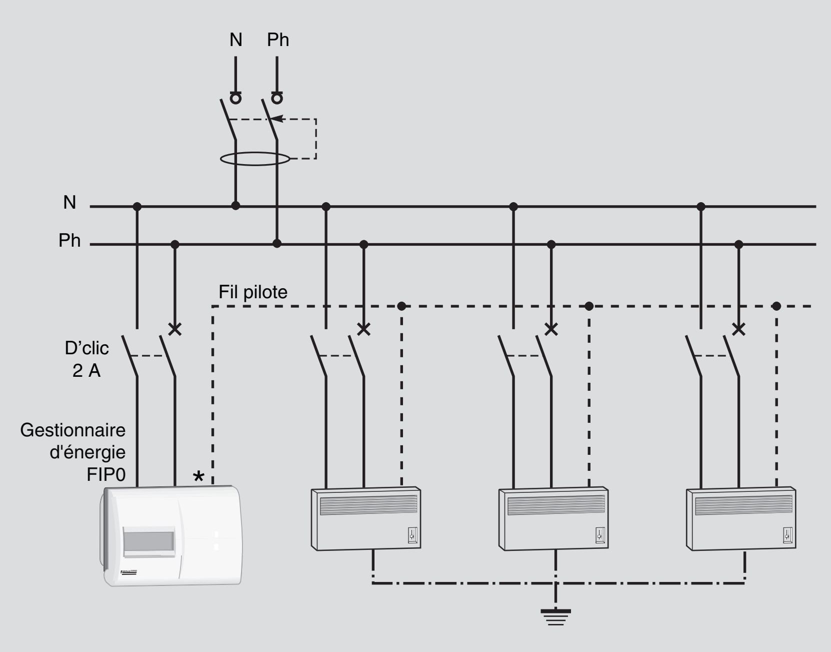
Sectionnement

■ Possibilité d'avoir le sectionnement :
□ soit en association avec un interrupteur général de chauffage,
□ soit par un dispositif indépendant, le dispositif de protection dédié à la gestion d'énergie pouvant remplir cette fonction.
■ Si sectionnement indépendant, obligation de marquage «Attention fil pilote à sectionner» :
□ sur tableau de répartition,
□ à l'intérieur de la boîte de connexion de l'équipement de chauffage.

Emplacement des dispositifs de commande (NF § 771.536.5.1)



■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 et 1,30 m du sol.
■ Sont concernés entre autre les thermostats en ambiance.



(*) Si le sectionnement obligatoire du fil pilote est indépendant, le marquage :
"Attention fil pilote à sectionner" doit être apposé sur le tableau de répartition ou dans la boîte de connexion du chauffage.

Fig. Q2 : Sectionnement du fil pilote par le disjoncteur 2 A D'clic XP ou D'clic XE, dédié au gestionnaire d'énergie

prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

3.9 Protection contre la foudre

Mise en œuvre des parafoudres (NF § 771.443)

■ Les densités de foudroiement supérieures aux conditions AQ2 sont données ci-contre.

Caractéristiques et alimentation du bâtiment	Densité de foudroiement (Ng) Niveau kéraunique (Nk)	
	Ng ⩽ 2,5 Nk ⩽ 25 (AQ1)	Ng > 2,5 Nk > 25 (AQ2)
Bâtiment équipé d'un paratonnerre	Obligatoire(2) (3)	Obligatoire(2) (3)
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne(4)	Non obligatoire(5)	Obligatoire(6)
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Non obligatoire(5)	Non obligatoire(5)
L'indisponibilité de l'installation et/ou des matériels concerne la sécurité des personnes(1)	Selon analyse du risque	Obligatoire

(1) C'est le cas par exemple :
■ de certaines installations où une médicalisation à domicile est présente,
■ d'installations comportant des Systèmes de Sécurité Incendie, d'alarmes techniques, d'alarmes sociales, etc.

(2) Dans le cas des bâtiments intégrant le poste de transformation, si la prise de terre du neutre du transformateur est confondue avec la prise de terre des masses interconnectée à la prise de terre du paratonnerre, la mise en œuvre de parafoudres n'est pas obligatoire.

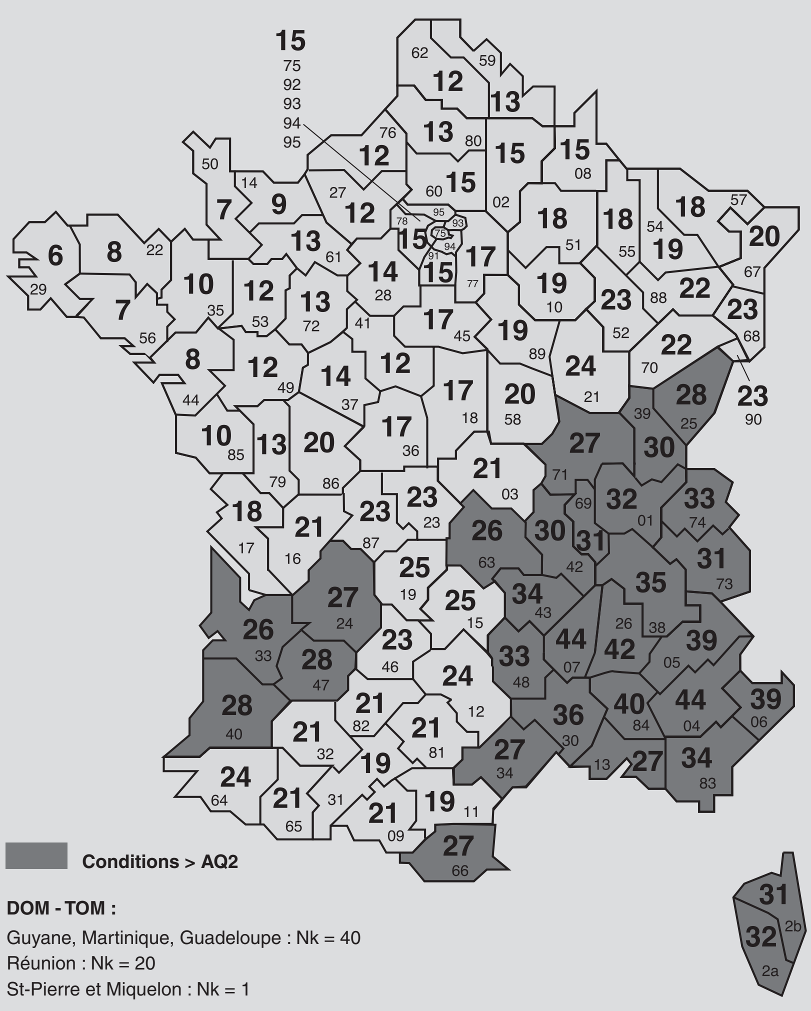
(3) Dans le cas d'immeubles équipés de paratonnerre et comportant plusieurs installations privatives, le parafoudre de type 1 ne pouvant être mis en œuvre à l'origine de l'installation est remplacé par des parafoudres de type 2 (In ⩾ 5 kA) placés à l'origine de chacune des installations privatives.

(4) Les lignes aériennes constituées de conducteurs isolés avec écran métallique relié à la terre sont à considérer comme équivalentes à des câbles souterrains.

(5) L'utilisation de parafoudre peut également être nécessaire pour la protection de matériels électriques ou électroniques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critique dans l'installation comme indiqué par l'analyse du risque.

(6) Toutefois, l'absence d'un parafoudre est admise si elle est justifiée par l'analyse du risque définie dans le guide UTE C 15-443 (6.2.2).

Carte des niveaux kérauniques (Nk)



DOM - TOM :

Guyane, Martinique, Guadeloupe : Nk = 40

Réunion : Nk = 20

St-Pierre et Miquelon : Nk = 1

Fig. Q3 : Carte des niveaux kérauniques (Nk) et conditions de mise en œuvre des parafoudres

Circuit de communication (NF § 771.443)

■ Recommandation d'installation d'un parafoudre sur le circuit de communication lorsqu'un parafoudre est mis en œuvre sur le circuit de puissance.

3.10 Locaux contenant une baignoire ou une douche

Les règles de cette partie sont basées sur les 2 principes suivants :
- limitation du matériel électrique situé à proximité de la baignoire ou du bac à douche,
- égalisation des potentiels de tous les éléments conducteurs et masses simultanément accessibles.

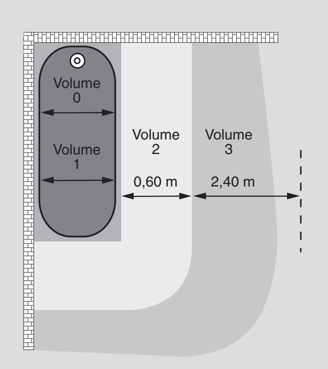
Type		Volume 0	Volume 1	Volume 2	Volume 3
Prises de courant(1) (installation au sol interdite)		Interdit	Interdit	Prise rasoir autorisée si alimentée par transfo de séparation(1) (20 à 50 VA)	Autorisé(1)
Luminaires(1) Appareils de chauffage(1)		Interdit sauf TBTS 12 V avec transfo hors volume 1 ou 2		Autorisé si classe 2	Autorisé
Chauffe-eau	à accumulation(1)	Interdit	Type horizontal admis(2) installé le plus haut possible	Admis(2)	Autorisé
	instantané	Interdit	Autorisé (2)	Autorisé(2)	Autorisé
Lave-linge, sèche-linge(1)		Interdit	Interdit	Interdit	Autorisé(1)
Boîte de connexion		Interdit	Interdit	Admis pour alimenter appareils d'utilisation si disposée derrière ces derniers	Autorisé
Élément électrique chauffant noyé dans le sol		Interdit	Interdit	Autorisé si recouvert d'un grillage métallique (ou comportant un revêtement métal) mis à la terre et relié à la liaison équipotentiel	

Interdit — Sous condition — Autorisé

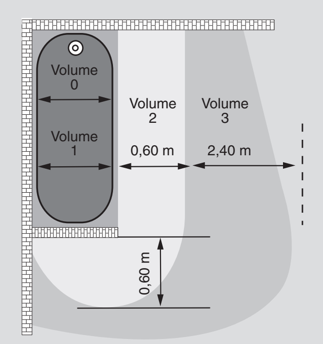
(1) doit être protégé par un dispositif différentiel au plus égal à 30 mA.
(2) si les dimensions de la salle d'eau ne permettent pas de le placer dans le volume 3 ou hors volume, et si la canalisation d'eau est en matériau conducteur.

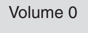
Fig. Q4 : Installation des équipements en fonction des volumes

Baignoire



Avec paroi fixe





Volume 0
Volume 1
Volume 2
Volume 3
Espace situé au-dessous de la baignoire ou de la douche et sur leurs côtés.
Cet espace est assimilé au volume 3 s'il est fermé et accessible par une trappe prévue à cet usage et pouvant être ouverte seulement à l'aide d'un outil.
Dans le cas contraire, les règles du volume 1 s'appliquent à cet espace. Toutefois, dans les deux cas, le degré de protection minimal IPx3 est requis.

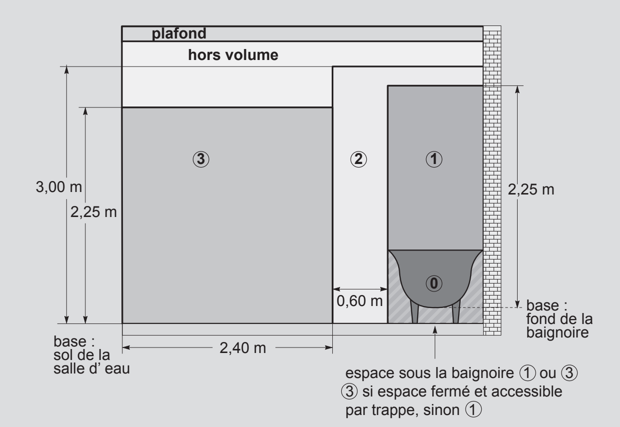


Fig. Q5 : Définition des volumes pour les locaux contenant une baignoire

Douche

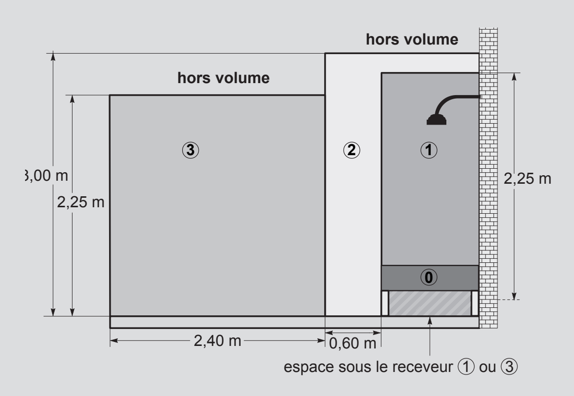
Volume 0
Volume 1
Volume 2
Volume 3
0,60 m
2,40 m

Avec paroi fixe

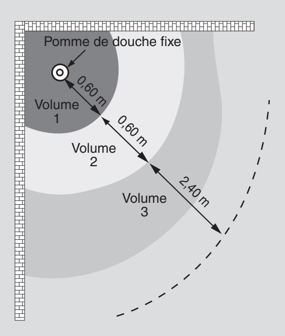
Volume 0
Volume 1
Volume 2
Volume 3
0,60 m
2,40 m

Volume 0
Volume 1
Volume 2
Volume 3

Espace situé au-dessous de la baignoire ou de la douche et sur leurs côtés.
Cet espace est assimilé au volume 3 s'il est fermé et accessible par une trappe prévue à cet usage et pouvant être ouverte seulement à l'aide d'un outil.
Dans le cas contraire, les règles du volume 1 s'appliquent à cet espace. Toutefois, dans les deux cas, le degré de protection minimal IPx3 est requis.



Douche sans receveur
(pomme de douche fixe)



Douche sans receveur avec paroi fixe
(pomme de douche fixe)

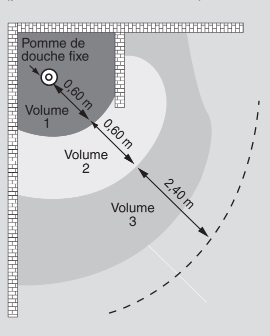


Fig. Q6 : Définition des volumes pour les locaux contenant une douche

3.11 Schéma et identification des circuits

Schéma (NF § 771.514.5)

Etablir un schéma, diagramme ou tableau à destination de l'utilisateur.

■ Un schéma unifilaire comportant les éléments ci-dessous répond à cette obligation :
□ nature et type des dispositifs de protection et de commande,
□ courant de réglage et sensibilité des dispositifs de protection et de commande,
□ puissance prévisionnelle,
□ nature des canalisations pour circuits extérieurs,
□ nombre et section des conducteurs,
□ application (éclairage, prises, etc.),
□ local desservi (chambre 1, cuisine, etc.).

Identification des circuits (NF § 771.514)

■ Chaque circuit doit être repéré par une indication appropriée, correspondant aux besoins de l'usager et du professionnel.
■ Ce repérage doit rester visible après l'installation du tableau.

Repérage des circuits au tableau

■ Locaux + fonctions.
■ Pictogrammes ou autres indications appropriées.

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires

3.12 Gaine technique logement

Gaine Technique Logement (NF § 771.558.2)

■ Généralité
□ la GTL regroupe en un seul emplacement toutes les arrivées des réseaux de puissance et de communication,
□ elle doit permettre des extensions de l'installation électrique aussi aisées que possible et faciliter les interventions en toute sécurité,
□ elle est prescrite pour tous les locaux d'habitation (individuel ou collectif),
□ en réhabilitation, la GTL n'est exigée que dans le cas d'une rénovation totale avec redistribution des cloisons des locaux d'habitation.



■ Emplacement : la GTL doit être située au niveau d'accès de l'unité de vie et directement accessible depuis celle-ci.

■ Destination : la GTL doit contenir :
□ le panneau de contrôle (s'il est placé à l'intérieur du logement),
□ le tableau de répartition principal,
□ le tableau de communication,
□ 2 socles PC 16 A 250 V 2P+T, protégés par un circuit dédié pour alimenter des appareils de communication placés dans la GTL,
□ les autres applications de communication si prévues (TV, satellite, …),
□ les canalisations de puissance, de communication et de branchements,
□ et éventuellement un équipement multiservices à l'habitat (domotique), une protection intrusion.
■ Réalisation : la GTL a des dimensions intérieures minimales suivantes : largeur 60 cm, profondeur 20 cm et hauteur du sol au plafond.

Coupure d'urgence (NF § 771.463)



■ Le dispositif général de commande et de protection (AGCP) prévu à l'origine de l'installation peut assurer les fonctions de coupure d'urgence s'il est situé :
□ à l'intérieur des locaux d'habitation et au niveau d'accès de l'unité de vie,
□ dans 1 garage ou 1 local annexe avec 1 accès direct entre ce local et le logement.
■ Dans cas contraire, 1 autre dispositif à action directe assurant les fonctions de coupure en charge et sectionnement doit être placé à l'intérieur du logement et au niveau d'accès de l'unité de vie.

Hauteur des différents composants (NF § 771.558.1.1)



■ Dispositif coupure d'urgence : l'organe de manœuvre doit être situé entre 0,90 m et 1,30 m au-dessus du sol fini.
■ Tableau de répartition : les organes de manœuvre des appareillages sont situés entre 0,75 m et 1,30 m au-dessus du sol fini.
■ Tableau de communication : les socles des prises de communication requérant un accès en usage normal et les socles de prises de courant sont placés à 1 hauteur maximale de 1,30 m.

Tableau de contrôle (NF § 771.558.3)

■ Le panneau de contrôle supporte l'appareil général de commande et de protection (AGCP) et le compteur électrique.

Canalisation (NF § 771.558.2.5)

■ Le cheminement des réseaux de puissance et de communication doit se faire dans des conduits ou compartiments de goulottes distincts.

NF C 14-100 (§ 6.1.3)

■ Si le câble de branchement est placé dans un compartiment de goulotte, ce compartiment doit être muni d'un dispositif de fermeture indépendant des autres compartiments.

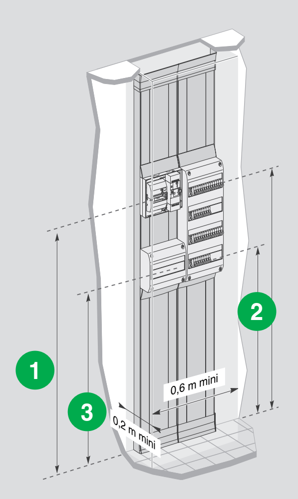
Tableau de répartition (NF § 771.558.4)

■ Réserve minimale de 20 %.

Tableau de communication (NF § 771.558.5 et NF § 771.559.6.1.1)

+ prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

■ Dimension minimale : 250 x 225 x 70 mm.
■ Le tableau de communication est destiné à recevoir le point de livraison de l'opérateur.
■ Il doit comporter au moins :
□ une barrette de terre,
□ un rail.
■ Un dispositif de terminaison intérieur (DTI) ou équivalent matérialise la limite de responsabilité entre le réseau de l'opérateur et les installations internes des utilisateurs.
■ La liaison fonctionnelle entre les barrettes de terre du tableau de répartition et le tableau de communication doit être aussi courte que possible (de préférence inférieur à 50 cm) et de section 6 mm² minimum.
■ Chacun des socles de prise de communication est desservi par une canalisation provenant du tableau de communication de la gaine technique.



		Hauteur Prescriptions générales	+
1	Coupure d'urgence(1)	entre 1 et 1,80 m (1,30 m dans locaux pour personnes âgées)	entre 0,90 et 1,30 m
2	Appareillage dans coffret de répartition(1)	entre 1 m (0,5 dans le cas de GTL fermée) et 1,80 m	entre 0,75 et 1,30 m
3	Socles de prise du tableau de communication :(2) ■ socles de prises de courant		entre 0,05 et 1,30 m
	■ socles RJ45 (brassage manuel)	au minimum 0,05 m	

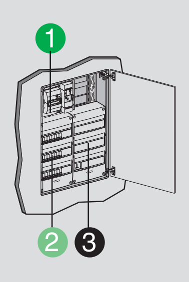
(1) hauteur de l'organe de manœuvre.
(2) axe des socles.

Fig. Q7 : Positionnement des équipements dans gaine technique

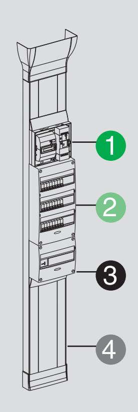
4.1 Concevoir une GTL

5 exemples de composition d'une gaine technique logement

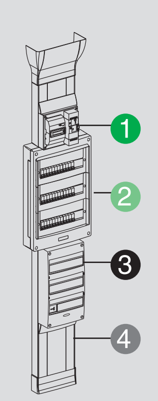
Solution encastrée



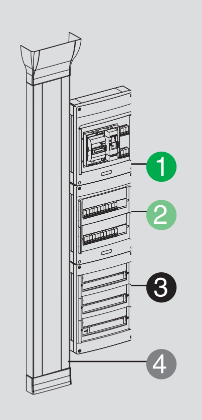
Solution en saillie
Tous les tableaux sont installés sur une goulotte.



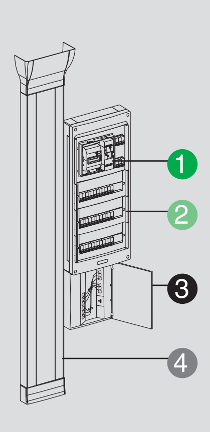
Solution en saillie mixte
■ Le tableau de répartition est fixé sur le mur.
■ Le tableau de contrôle et tableau de communication sont installés sur une goulotte.



Solution en saillie
Tous les tableaux sont fixés sur le mur.



Solution en saillie
Tous les tableaux sont fixés sur le mur.



1 Panneau de contrôle

■ **Il réunit :**
□ le compteur d'énergie,
□ le disjoncteur de branchement.

2 Tableau de répartition principal

■ **Il comporte :**
□ 3 répartiteurs (phase, neutre et terre),
□ le(s) dispositif(s) différentiel(s) haute sensibilité (30 mA),
□ des barres de pontage de phase et de neutre,
□ des dispositifs de protection contre les surintensités,
□ d'autres appareillages modulaires tels que télérupteurs, contacteurs, etc.,
□ une réserve de 20 % en prévision d'ajouts futurs.

3 Tableau de communication

■ Il est destiné à recevoir le point de livraison de l'opérateur (téléphonique, TV…).
■ Il doit être situé dans la gaine technique logement.
■ Dimensions minimales : 250 x 225 x 70 mm.
■ Il doit comporter au moins une barrette de terre et un rail.
■ La liaison entre la barrette de terre et celle du tableau de répartition principale doit être la plus courte possible (de préférence < 50 cm).
■ Un dispositif de terminaison intérieur (DTI) ou équivalent matérialise la limite de responsabilité entre le réseau de l'opérateur et les installations internes des utilisateurs.
■ Un parafoudre de ligne téléphonique (PRC) est recommandé dans les zones sensibles.

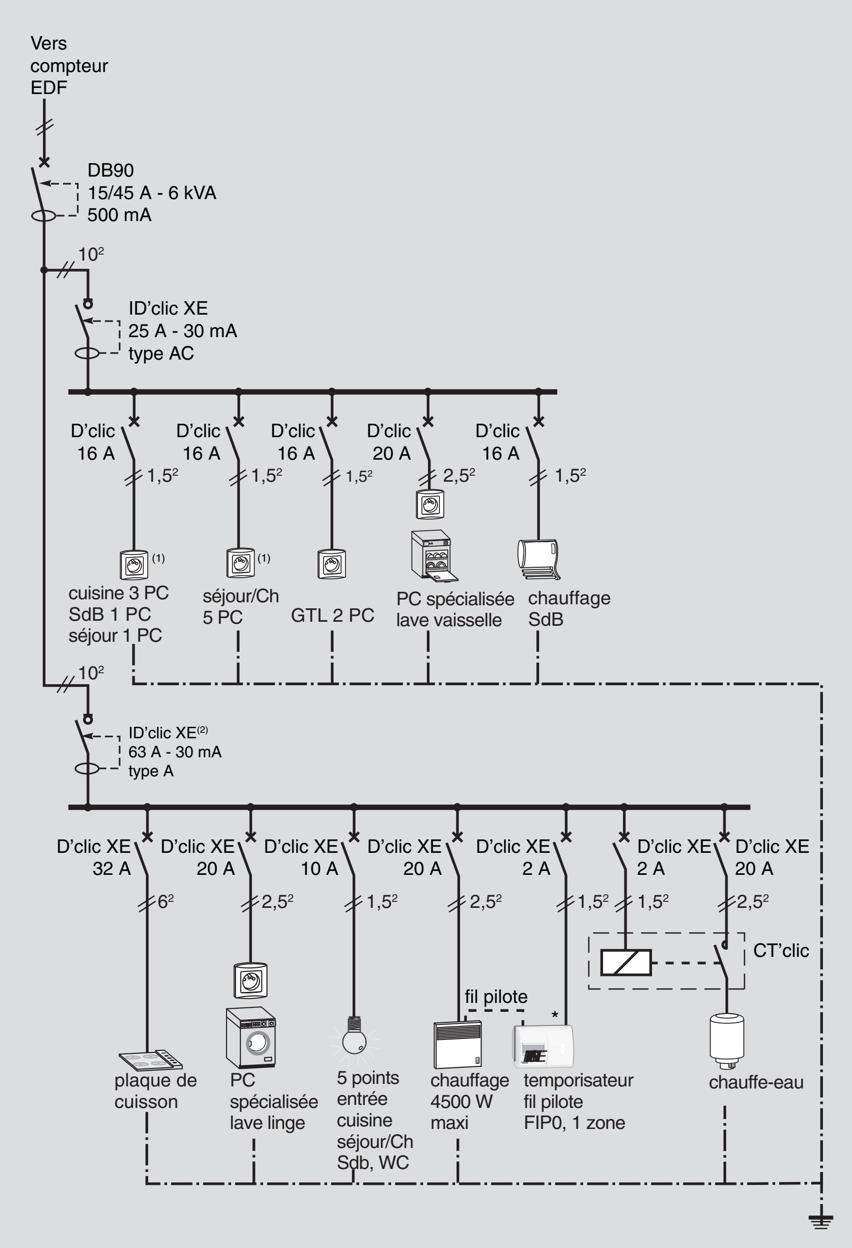
4 Canalisations (branchement, courant fort, courant faible)

■ Elle se décompose en 3 parties :
□ canalisation branchement : arrivée EDF avec couvercle séparé (NF C 14-100),
□ canalisation courant fort (puissance),
□ canalisation courant faible (communication).

4.2 Appartement ⩽ 35 m² avec chauffage électrique

Tableau de répartition 2 rangées (26 modules)

- 18 modules utilisés
- **réserve obligatoire** (20 % de 18 modules) : **4 modules**



(*) Si le sectionnement obligatoire du fil pilote est indépendant, le marquage : «Attention fil pilote à sectionner» doit être apposé sur le tableau de répartition ou dans la boîte de connexion du chauffage.

Fig. Q8 : Exemple schéma électrique pour appartement ⩽ 35m²

(1) 5 prises maxi si conducteur 1,5 mm² = disjoncteur 16 A
8 prises maxi si conducteur 2,5 mm² = disjoncteur 20 A (maxi).

(2) L'installation d'un interrupteur différentiel de 63 A permet de protéger 2 circuits spécialisés supplémentaires (exemple : chauffe-eau, lave-vaisselle).

4.3 Appartement ⩽ 100 m² avec chauffage électrique et fil pilote



Tableau de répartition 3 rangées (39 modules)

- 28 modules utilisés
- **réserve obligatoire** (20 % de 28 modules) : **6 modules**

Vers compteur EDF

DB90
15/45 A - 9 kVA
500 mA [S]

10²

ID'clic XE
40 A - 30 mA
type AC

D'clic XE 16 A — 1,5² — cuisine 4 PC séjour 1 PC (1)
D'clic XE 16 A — 1,5² — séjour 4 PC couloir 1 PC (1)
D'clic XE 20 A — 2,5² — PC spécialisée four
D'clic XE 10 A — 1,5² — 5 points SdB, WC séjour
D'clic XE 20 A — 2,5² — PC spécialisée lave vaisselle
D'clic XE 16 A — 1,5² — chauffage SdB

10²

ID'clic XE
40 A - 30 mA
type A ou 63 A (3)

D'clic XE 16 A — 1,5² — Ch1 3 PC cuisine 2 PC
D'clic XE 16 A — 1,5² — GTL 2 PC
D'clic XE 20 A — 2,5² — chauffage 4500 W maxi
D'clic XE 20 A — 2,5² — chauffage 4500 W maxi
D'clic XE 2 A — 1,5² — gestionnaire d'énergie 2 zones
D'clic XE 20 A — 2,5² — CT'clic — chauffe-eau

fil pilote
*
FIP'clic

ID'clic XE
40 A - 30 mA
type A

D'clic XE 32 A — 6² — plaque de cuisson
D'clic XE 20 A — 2,5² — PC spécialisée lave linge
D'clic XE 10 A — 1,5² — 1,5² — 5 points entrée cuisine couloir — sonnerie entrée
D'clic XE 16 A — 1,5² — Ch2 3 PC SdB 1 PC entrée 1 PC

(*) Si le sectionnement obligatoire du fil pilote est indépendant, le marquage : «Attention fil pilote à sectionner» doit être apposé sur le tableau de répartition ou dans la boîte de connexion du chauffage.

Fig. Q9 : Exemple schéma électrique pour appartement ⩽ 100 m² avec chauffage électrique et fil pilote

(1) 5 prises maxi si conducteur 1,5 mm² = disjoncteur 16 A
8 prises maxi si conducteur 2,5 mm² = disjoncteur 20 A (maxi).
(2) L'installation d'un interrupteur différentiel de 63 A permet de protéger 2 circuits spécialisés supplémentaires
(exemple : chauffe-eau, lave-vaisselle).
(3) Si la somme des puissances du chauffage et du chauffe-eau ne dépasse pas 8 kVA.

4.4 Appartement > 100 m² avec chauffage électrique

Tableau de répartition 4 rangées (52 modules)

- 37 modules utilisés
- **réserve obligatoire** (20 % de 37 modules) : **8 modules**

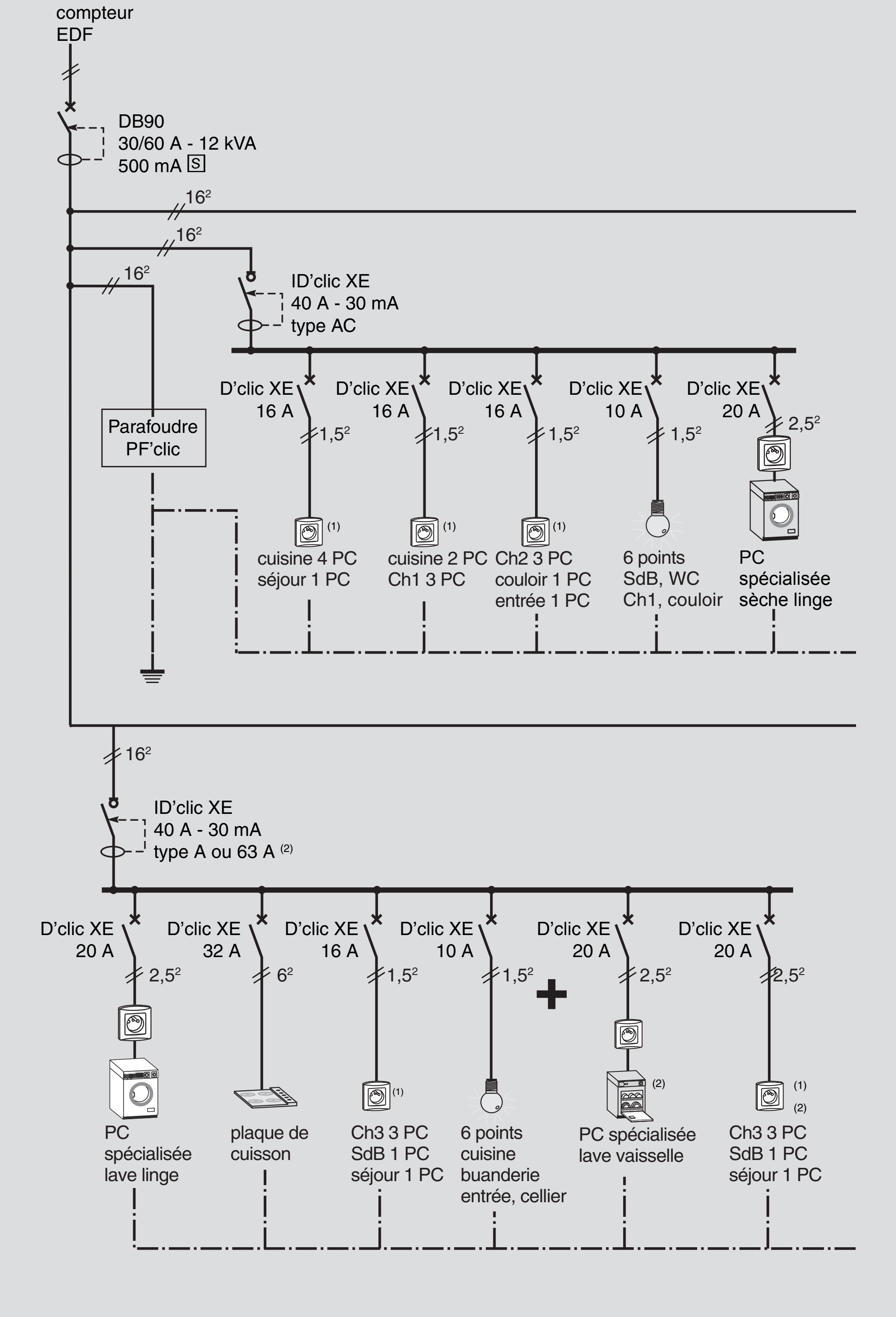
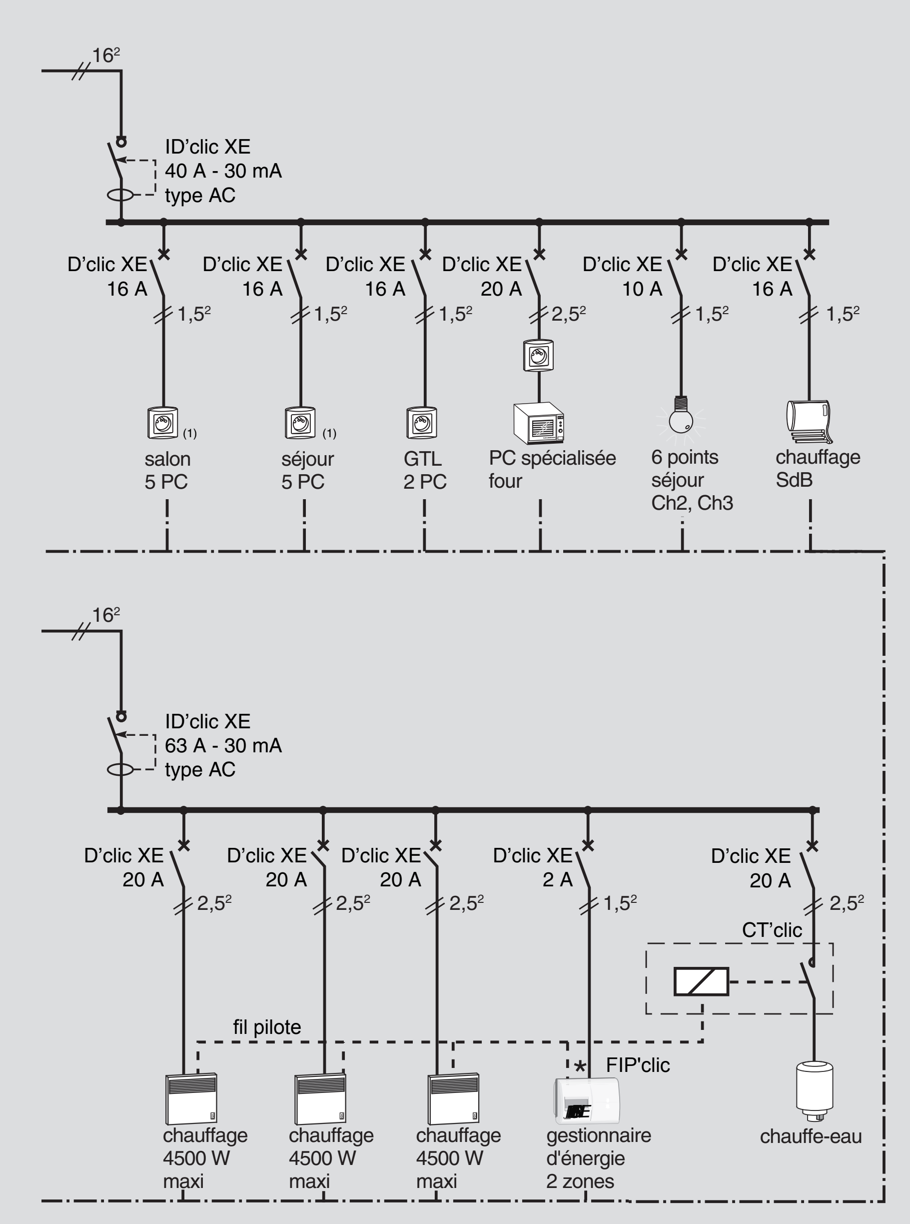


Fig. Q10 : Exemple schéma électrique pour appartement > 100 m² avec chauffage électrique

(1) 5 prises maxi si conducteur 1,5 mm² = disjoncteur 16 A
8 prises maxi si conducteur 2,5 mm² = disjoncteur 20 A (maxi).
(2) Dans le cas où cet interrupteur différentiel de type A est amené à protéger un ou deux circuits spécialisés supplémentaires, le courant assigné doit être égale à 63 A.



(*) Si le sectionnement obligatoire du fil pilote est indépendant, le marquage : «Attention fil pilote à sectionner» doit être apposé sur le tableau de répartition ou dans la boîte de connexion du chauffage.



4.5 Maison > 145 m² avec chauffage électrique

Tableau de répartition 3 rangées (54 modules)

- 39 modules utilisés
- **réserve obligatoire** (20 % de 39 modules) : **8 modules**

Vers compteur EDF

DB90
15/45 A - 9 kVA
500 mA S

10²
10²
10²
10²

ID'clic XE
40 A - 30 mA
type AC

Parafoudre
PF'clic

D'clic XE 16 A — 1,5² — cuisine 4 PC séjour 1 PC (1)
D'clic XE 16 A — 1,5² — cuisine 2 PC Ch1 3 PC (1)
D'clic XE 16 A — 1,5² — Ch2 3 PC couloir 1 PC entrée 1 PC (1)
D'clic XE 10 A — 1,5² — 7 points SdB, WC Ch1, couloir
D'clic XE 20 A — 2,5² — PC spécialisée sèche linge

D'clic Vigi XE
16 A
30 mA
type si
2,5² — congélateur

10²
10²
10²

ID'clic XE
25 A - 30 mA
type AC

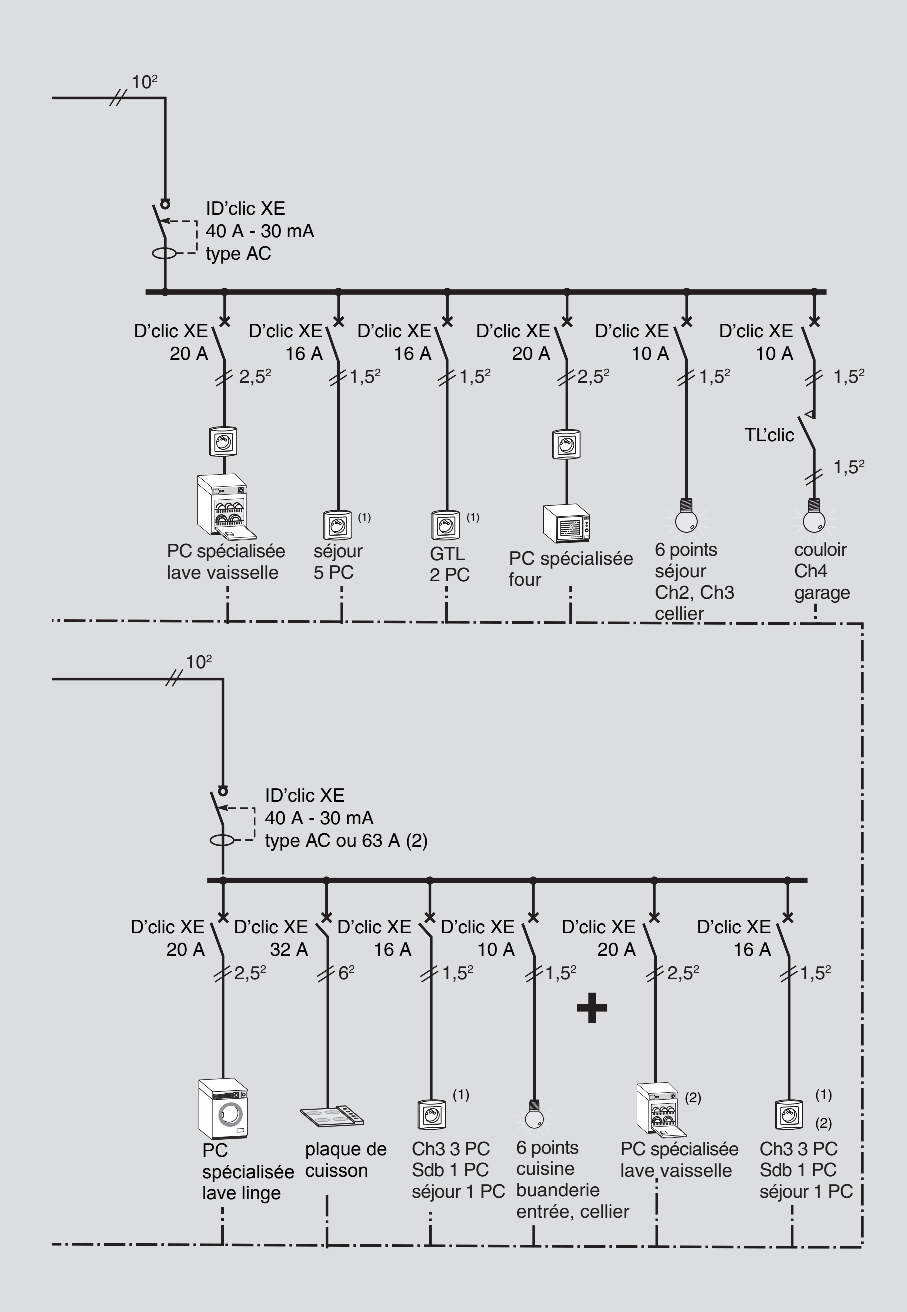
D'clic XE 10 A — 1,5² — éclairage jardin
D'clic XE 16 A — 1,5² — portail

ID'clic XE
40 A - 30 mA
type AC

D'clic XE 16 A — 1,5² — volets roulants
D'clic XE 16 A — 1,5² — volets roulants
D'clic XE 2 A — 1,5² — VMC
D'clic XE 16 A — 1,5² — PC chaudière
D'clic XE 16 A — 1,5² — Ch4 3 PC garage 2 PC (1)

Fig. Q11 : Exemple schéma électrique maison > 145 m² avec chauffage électrique

(1) 5 prises maxi si conducteur 1,5 mm2 = disjoncteur 16 A
8 prises maxi si conducteur 2,5 mm2 = disjoncteur 20 A (maxi)
(2) Dans le cas où cet interrupteur différentiel de type
A est amené à protéger un ou deux circuits spécialisés
supplémentaires, son courant assigné doit être égale à 63 A.


10²
ID'clic XE
40 A - 30 mA
type AC
D'clic XE
20 A
2,5²
D'clic XE
16 A
1,5²
D'clic XE
16 A
1,5²
D'clic XE
20 A
2,5²
D'clic XE
10 A
1,5²
D'clic XE
10 A
1,5²
TL'clic
1,5²
(1)
(1)
PC spécialisée
lave vaisselle
séjour
5 PC
GTL
2 PC
PC spécialisée
four
6 points
séjour
Ch2, Ch3
cellier
couloir
Ch4
garage
10²
ID'clic XE
40 A - 30 mA
type AC ou 63 A (2)
D'clic XE
20 A
2,5²
D'clic XE
32 A
6²
D'clic XE
16 A
1,5²
D'clic XE
10 A
1,5²
D'clic XE
20 A
2,5²
D'clic XE
16 A
1,5²
(1)
(2)
(1)
(2)
PC
spécialisée
lave linge
plaque de
cuisson
Ch3 3 PC
Sdb 1 PC
séjour 1 PC
6 points
cuisine
buanderie
entrée, cellier
PC spécialisée
lave vaisselle
Ch3 3 PC
Sdb 1 PC
séjour 1 PC

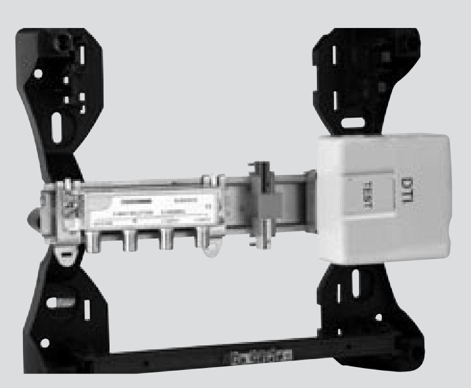




Fig. P : *Exemple d'un coffret Opale de communication*

4.6 Système de communication

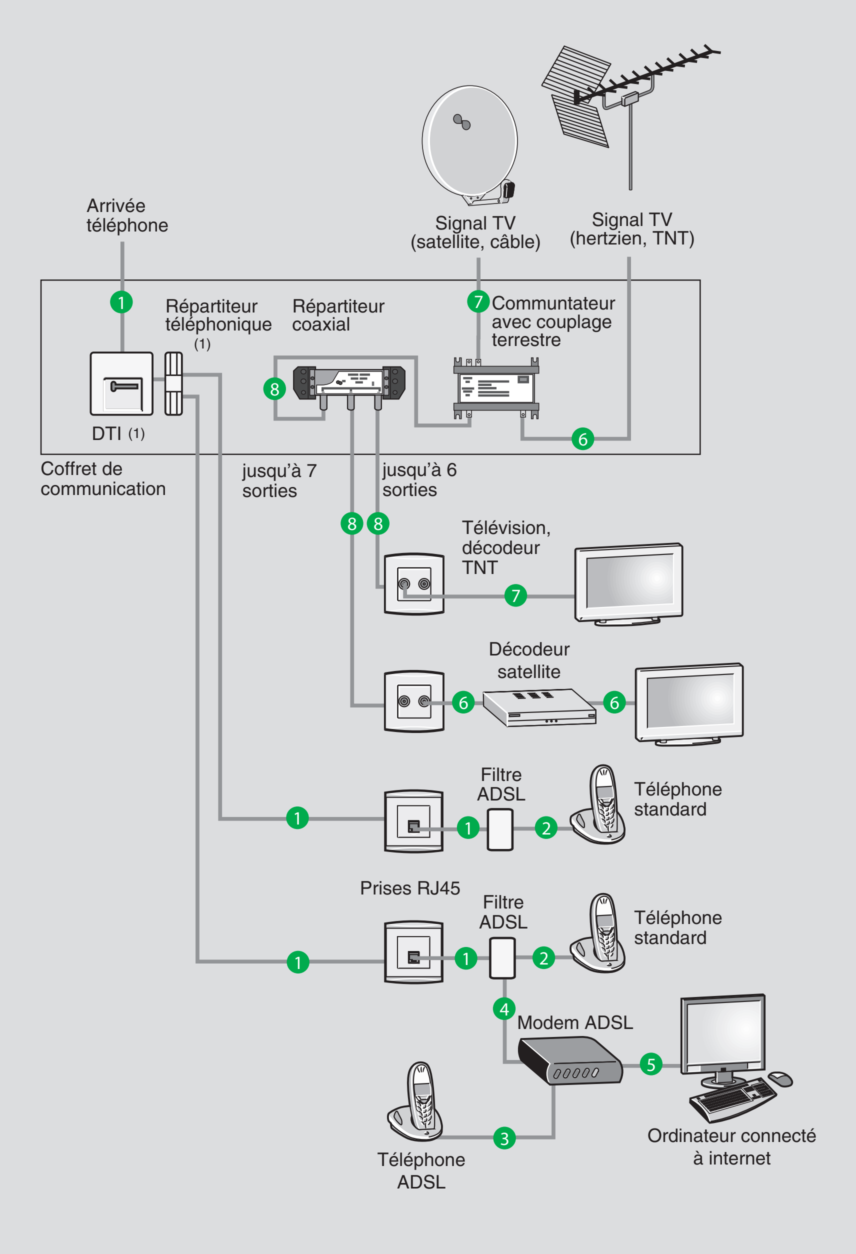
Distribution séparée :

- téléphone vers les prises RJ45
- télévision vers les prises coaxiales

Prises en T interdites

Nos conseils

L'installation peut être protégée par un parafoudre téléphonique PRC' clic.



1 Signal de l’opérateur
2 Signal téléphonique (numéro commençant par 01, 02, 03, 04 ou 05)
3 Signal téléphonique IP ou ADSL (numéro commençant par 08)
4 Signal ADSL (non traité par le modem)
4 Signal ADSL (internet) et réseau informatique
6 Signal télévision hertzien
7 Signal télévision satellite
8 Signal télévision couplé

(1) Inclus pour une installation dans un coffret Opale. Inclu dans le kit de communication PRA91084 pour une installation dans un coffret Pragma. Existe en référence séparée.

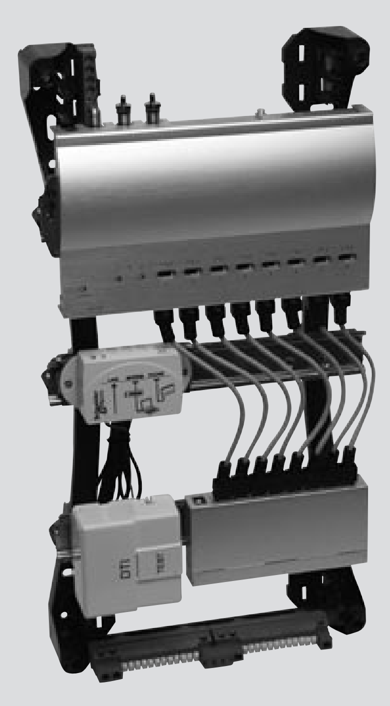


Fig. P : Alvidis automatique

4.7 Système de communication

Avec sur chaque prise RJ45 et en permanence, tous les médias (télévision, téléphone et informatique)

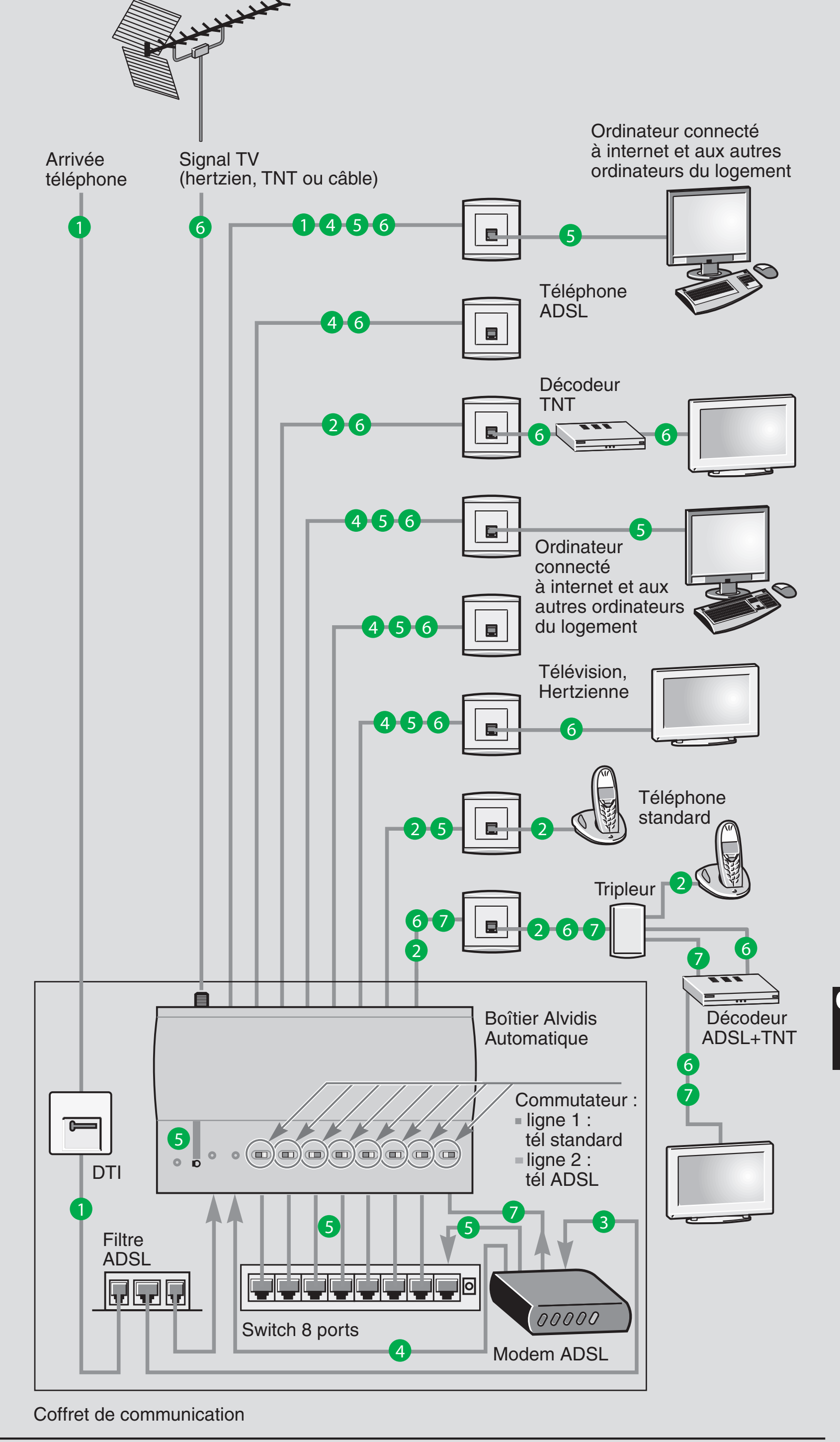
■ Alvidis automatique est un boîtier de distribution multimédia qui s'installe dans le tableau de communication.

■ Alvidis automatique s'appuie sur un réseau de communication en grade 3. C'est à dire que toutes les prises de communication de l'installation sont des prises RJ45 et que les câbles utilisés sont des câbles à paires torsadées de catégorie 6.

■ Les prises RJ45 deviennent des prises universelles pouvant distribuer la télévision*, le téléphone, Internet et le réseau informatique.

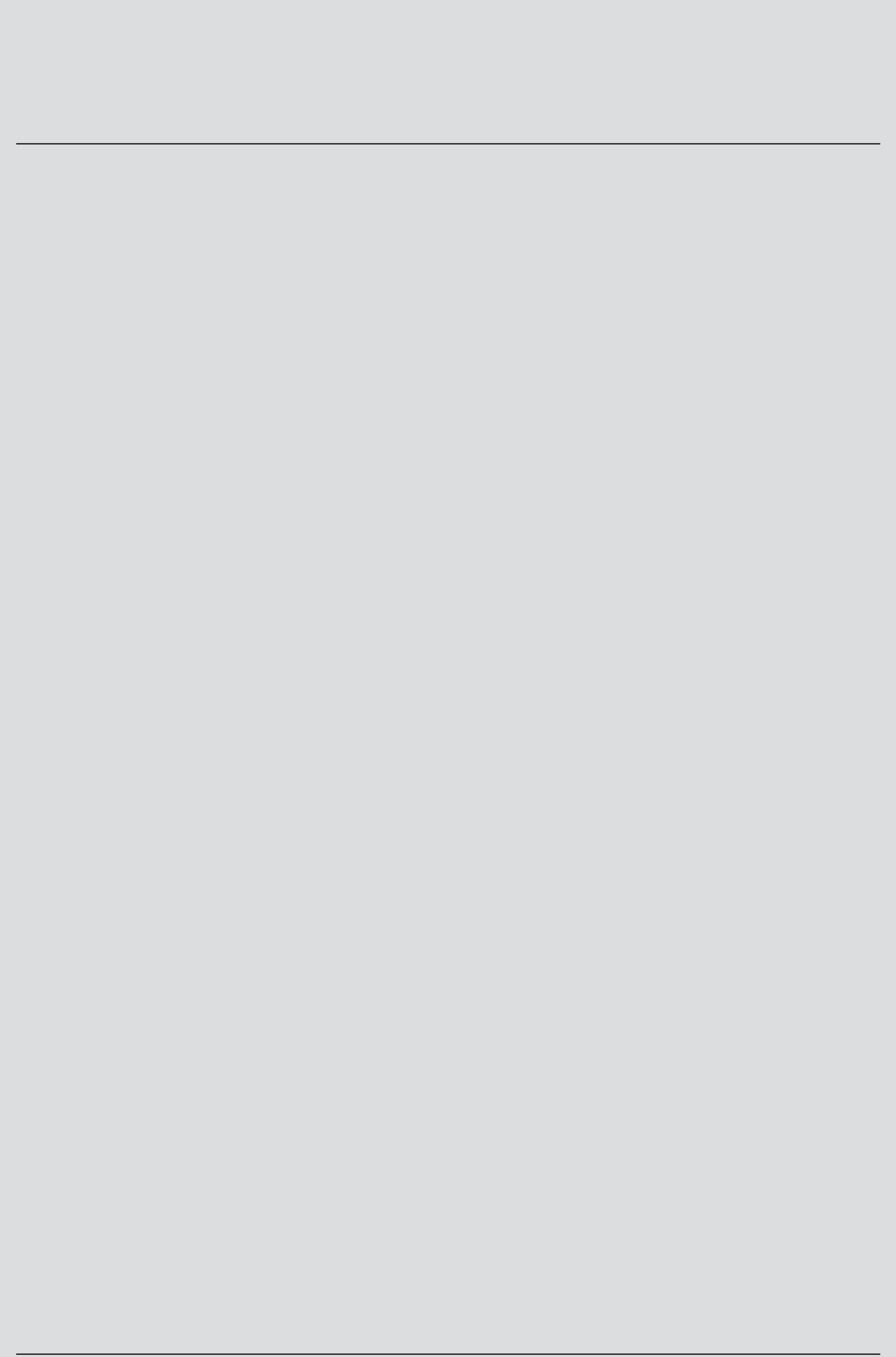
■ Alvidis automatique distribue tous les médias (télévision*, le téléphone, Internet et réseau informatique) vers toutes les prises RJ45 de l'habitation.

■ Il suffit de connecter le téléphone, la télévision ou l'ordinateur sur n'importe quelle prise RJ45 et Alvidis automatique envoie instantanément le bon signal.



1 Signal de l'opérateur
2 Signal téléphonique filtré (numéro commençant par 01, 02, 03, 04 ou 05)
3 Signal ADSL
4 Signal téléphonique IP ou ADSL (numéro commançant par 08 ou 09)
5 Réseau informatique (accès internet partagé)
6 Signal télévision Hertzienne
7 Signal télévision ADSL

* Télévision hertzienne, TNT ou câble sauf satellite



Chapitre R
Recommandations pour l'amélioration de la CEM

Sommaire

Nota :
Les spécificités des normes et règlementations françaises sont présentées sur un fond gris.

1 La distribution BT

Ce chapitre traite de la mise à la terre et de la mise en équipotentialité fonctionnelle des appareils de technologies de l'information et des autres appareils similaires nécessitant des interconnexions, à des fins de traitement correct des signaux.

1.1 Terminologie et définitions

Les termes suivants sont définis plus spécialement pour la lecture de ce chapitre :
■ **installation de mise à la terre** : (VEI 826-13-04)
ensemble des liaisons électriques et dispositifs mis en œuvre dans la mise à la terre d'un réseau, d'une installation ou d'un matériel.
■ **réseau de terre** : (VEI 712-04-57)
ensemble de conducteurs enterrés ou placés sur le sol pour améliorer la conductivité de celui-ci.
■ **réseau de mise à la terre** ou **réseau de mise à la masse** :
ensemble des liaisons électriques (non enterrées) et dispositifs mis en œuvre dans la mise à la terre d'un réseau, d'une installation ou d'un matériel.
Ce terme désigne l'installation de mise à la terre moins le réseau de terre.
■ **équipotentialité** : (VEI 826-13-18)
état de parties conductrices ayant un potentiel électrique sensiblement égal
■ **réseau équipotentiel /de protection /fonctionnel** : (VEI 826-13-30/31/32)
Interconnexion de parties conductrices, permettant d'assurer une liaison équipotentielle /de protection /fonctionnelle entre ces parties
■ **réseau commun de liaison équipotentielle (CBN)** : (VEI 826-13-33)
réseau équipotentiel assurant à la fois une liaison équipotentielle de protection et une liaison équipotentielle fonctionnelle
■ **liaison équipotentielle fonctionnelle** : (VEI 826-13-21)
liaison équipotentielle réalisée à des fins fonctionnelles autres que la sécurité
■ **conducteur parallèle d'accompagnement** (PEC) ou **câble d'accompagnement de masse** :
conducteur de protection parallèle aux écrans du câble de transmission des signaux et/ou des données afin de limiter le courant s'écoulant dans les écrans.
■ **masse** (dans une installation) ou **partie conductrice accessible** : (VEI 195-06-10)
partie conductrice d'un matériel, susceptible d'être touchée, et qui n'est pas normalement sous tension, mais peut le devenir lorsque l'isolation principale est défaillante
■ **élément conducteur étranger** : (VEI 826-12-11)
partie conductrice ne faisant pas partie de l'installation électrique et susceptible d'introduire un potentiel électrique, généralement celui d'une terre locale
L'huisserie métallique d'une fenêtre, la structure métallique d'un bâtiment est un élément conducteur étranger.
■ les termes suivants ont été définis dans le chapitre E au paragraphe 1.1 :
□ prise de terre,
□ terre,
□ prises de terre électriquement distinctes,
□ résistance de terre,
□ conducteur de terre,
□ conducteur d'équipotentialité,
Note : le conducteur d'équipotentialité n'est défini que pour la protection.
□ borne principale,
□ liaison équipotentielle principale (LEP).

1.2 La protection des personnes et la CEM

La protection des personnes et la CEM utilisent les mêmes moyens : l'équipotentialité de l'installation de mise à la terre (voir aussi le chapitre E paragraphe 1.1).
■ La protection des personnes
La sécurité est assurée par la limitation de la tension de contact : l'installation de mise à la terre doit assurer cette équipotentialité. Quand elle n'est plus garantie (cas d'un défaut d'isolement), les schémas des liaisons à la terre (SLT) permettent de gérer, d'éliminer le défaut dangereux et de garantir à nouveau la sécurité des personnes. Les liaisons à la terre (conducteur de protection PE et les liaisons équipotentielles) sont définies pour supporter les courants de défauts.
La protection des personnes (contre les contacts indirects) est traitée au chapitre E.
Note : l'équipotentialité est réalisée pour la fréquence du réseau d'alimentation (50 Hz /60 Hz).

■ La CEM
L'installation de mise à la terre est conçue pour assurer fonctionnellement l'équipotentialité. Celle-ci permet de garantir :
□ une référence de potentiel pour une transmission fiable et de haute qualité des signaux,
□ un «effet» d'écran.
Cette équipotentialité est obtenue grâce à une impédance à la masse faible et adaptée permettant de dévier les courants HF (et éventuellement les courants de défaut électrique) sans traverser les appareils ou systèmes électroniques.
Note 1 : l'équipotentialité doit être réalisée pour des fréquences BF et HF (> 1 MHz).
Note 2 : le fait de rajouter des liaisons équipotentielles fonctionnelles pour des fins CEM renforce la sécurité de l'installation électrique (mais néanmoins bien appliquer la Note 3).
Note 3 : les fonctions de protection et de CEM de l'installation de mise à terre étant «confondues», il est obligatoire de vérifier que les liaisons équipotentielles fonctionnelles ne deviennent pas de facto une liaison équipotentielle de protection, car elles ne sont pas conçues pour cela.
2 exemples pour étayer cette obligation :
■ la structure métallique d'un local peut être mise à la terre (ou non) par une liaison équipotentielle fonctionnelle. Si cette liaison sert de cheminement de câbles pour des raisons CEM, cette liaison équipotentielle fonctionnelle devient une liaison équipotentielle de protection.
■ 2 bâtiments ont des installations de mise à la terre séparée. L'interconnexion filaire par câbles blindés entre deux équipements communicants de chaque bâtiment transforme le blindage (liaison équipotentielle fonctionnelle) en conducteur de protection (liaison équipotentielle de protection) si des mesures d'accompagnement de cette liaison ne sont pas mises en place (voir paragraphe 3.1).

Le schéma TN-S pose le moins de problèmes CEM pour les installations comportant des systèmes de technologie de l'information (télécoms entres autres).

1.3 Les schémas de liaisons à la terre (SLT) et la CEM

Le choix du schéma de liaisons à la terre permet d'assurer la sécurité des personnes et des biens. Le comportement des différents schémas d'un point de vue CEM est à prendre en compte. La **Figure R1** suivante synthétise leurs caractéristiques principales.

La normalisation européenne (voir NF EN 50174-2 et NF EN 50310) recommande le schéma de liaison à la terre TN-S.

	TT	**TN-S**	**IT**	**TN-C**
Sécurité des personnes	Bonne DDR obligatoire	Bonne La continuité du conducteur PE doit être assurée sur toute l'installation		
Sécurité des biens	Bonne Courant de défaut moyen < quelques dizaines d'ampères	Mauvaise Courant de défaut fort de l'ordre du kA	Bonne Courant de 1er défaut faible < quelques dizaines de mA, mais fort au 2ème défaut	Mauvaise Courant de défaut fort de l'ordre du kA
Disponibilité de l'énergie	Bonne	Bonne	Très bonne	Bonne
Comportement CEM	Bon - Risque de surtensions - Problème d'équipotentialité - Nécessite de gérer les appareils à courant de fuite élevé	Très bon - Peu de problème d'équipotentialité - Nécessite de gérer les appareils à courant de fuite élevé - Courants de défaut élevés (perturbations transitoires)	Mauvais (à éviter) - Risques de surtensions - Filtres et parafoudres de mode commun doivent supporter la tension composée - DDR (disjoncteurs différentiels, interrupteurs différentiels, etc.) sensibilisés si présence de condensateurs de mode commun - Schéma TN au 2ème défaut	Mauvais (à proscrire) - Neutre et PE confondus - Circulation de courants perturbateurs dans les masses (rayonnement champ magnétique important) - Courants de défaut élevés (perturbations transitoires)

Fig. R1 : Principales caractéristiques des schémas des liaisons à la terre (SLT)

1.4 Distribution BT avec des équipements sensibles

Lorsqu'une installation comporte des systèmes de forte puissance (moteurs, climatisation, ascenseur, électronique de puissance, etc.), c'est à dire des équipements pouvant polluer des équipements sensibles, il est conseillé d'avoir un ou plusieurs transformateurs dédiés à ces systèmes. La distribution électrique doit se faire en étoile et tous les départs doivent se faire à partir du TGBT. Les systèmes électroniques (contrôle/commande, régulation, mesures, etc.) doivent être alimentés par un transformateur dédié et en schéma TN-S. La **Figure R2** illustre ces propos.

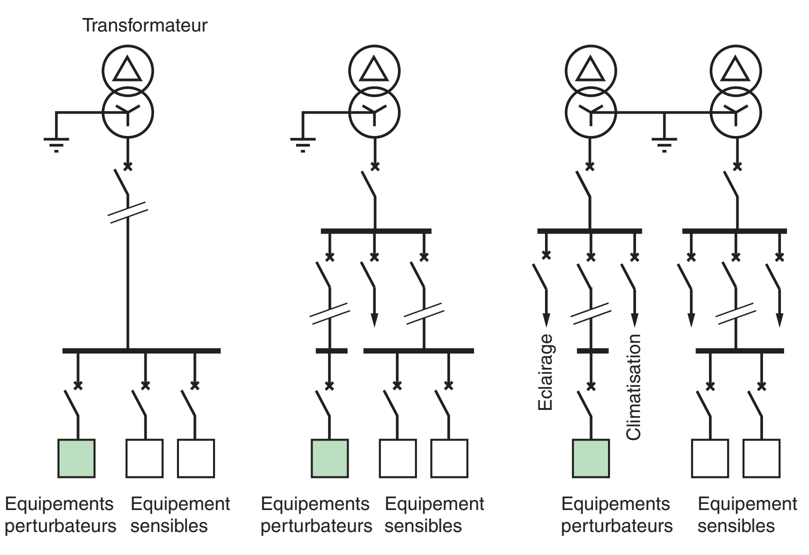


Fig. R2 : Recommandations pour séparer les équipements perturbateurs

2 Réseaux de mise à la terre et CEM

Pour réaliser la CEM des appareils de technologies de l'information et des autres appareils similaires nécessitant des interconnexions, les différents types de schémas de réseau de mise à la terre nécessitent que des conditions spécifiques soient respectées Ces conditions spécifiques ne sont pas toujours remplies dans une installation. Ainsi, les directives données dans ce paragraphe sont destinées à ce type d'installation.

Pour les installations spécifiques (salles informatiques, etc.) ou industrielles, un réseau commun de liaison équipotentielle (CBN) peut être envisagé afin de garantir les meilleures performances CEM, en prenant en compte les éléments suivants :

- les systèmes numériques et de nouvelles technologies,
- la conformité aux prescriptions CEM[(1)] (émission et immunité),
- la multiplicité des applications électriques,
- un niveau élevé de sécurité, de sécurité des systèmes et de fiabilité et/ou de disponibilité.

2.1 Un ou plusieurs réseaux de mise à la terre

Toutefois, pour les locaux résidentiels où l'utilisation d'appareils électriques est limitée, un réseau de mise à la terre isolé, ou de préférence un réseau maillé de mise à la terre isolé, peut être envisagé.

Il est reconnu que le concept de prises de terre indépendantes et dédiées, chacune servant un réseau de mise à la terre séparé, est une mauvaise conception qui n'est pas acceptable dans le cadre des performances CEM. Dans certains pays, les codes nationaux interdisent une telle pratique.

Il n'est pas recommandé pour obtenir la CEM, même en utilisant une prise de terre unique (cf. **Fig. R3** et **Fig. R4**), d'installer deux réseaux de mise à la terre séparés :

- un réseau de mise à la terre « propre » pour les dispositifs électroniques,
- un réseau de mise à la terre « bruyant » pour l'énergie.

En cas de coup de foudre, le courant de foudre et les courants de suite circuleront dans le circuit dédié du paratonnerre et de sa prise de terre. Par couplage ou par rayonnement, ce courant induit des tensions transitoires, en particulier sur le réseau de mise à la terre « propre », provoquant des défaillances ou endommageant l'installation. Si l'installation et la maintenance sont adaptées, cette conception peut s'avérer sûre (à basses fréquences), mais elle ne convient généralement pas à la CEM (à fréquences élevées).

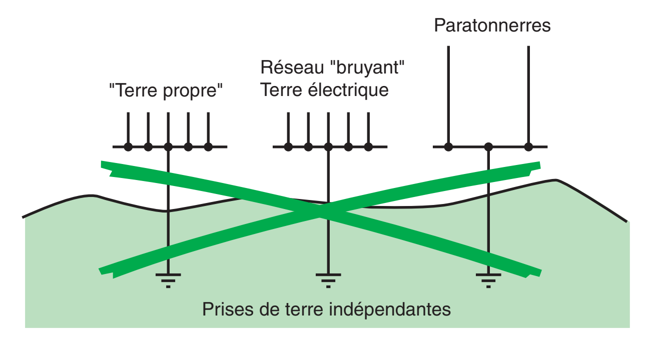


Fig. R3 : Prises de terre indépendantes (généralement non adaptées à la sécurité et à la CEM)

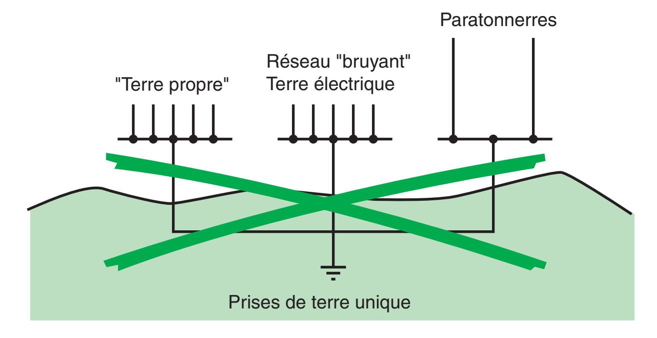


Fig. R4 : Prise de terre unique

(1) En Europe, les exigences essentielles de CEM sont formulées dans la Directive 2004/108/CE, lesquelles renvoient aux normes harmonisées correspondantes.

2 Réseaux de mise à la terre et CEM

2.2 Configuration recommandée pour l'installation de mise à la terre

La configuration recommandée pour l'installation de mise à la terre consiste en un réseau bi- ou tridimensionnel (cf. **Fig. R5**). C'est l'approche recommandée dans le cas général, pour la sécurité et la CEM. Cette recommandation n'exclut pas d'autres configurations particulières, ayant fait leurs preuves et faisant l'objet d'une maintenance appropriée.

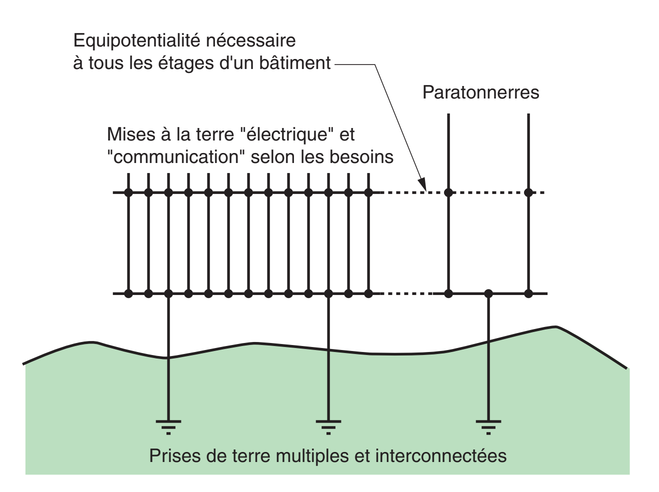


Fig. R5 : Prises de terre multiples et interconnectées

Dans un immeuble à plusieurs étages, il convient que chaque étage ait son propre réseau de mise à la terre (généralement un réseau maillé), et que tous ces réseaux soient interconnectés et raccordés à la prise de terre. L'interconnexion entre les réseaux de mise à la terre de deux étages doit être redondante (réalisée au minimum par deux liaisons) afin de garantir qu'en cas de rupture accidentelle d'une liaison aucune partie du système de réseaux de mise à la terre ne soit isolée.

En pratique, plus de deux liaisons sont connectées pour obtenir une meilleure symétrie pour la circulation du courant, afin de minimiser les différences de tension et de diminuer l'impédance globale entre les différents étages.

Ces chemins multiples et parallèles ont des fréquences de résonance différentes. Ainsi, si, pour un chemin donné, il existe un chemin dont l'impédance est élevée, ce chemin est certainement shunté par un autre n'ayant pas la même fréquence de résonance. Globalement, sur un large spectre de fréquences (dizaines de Hz/dizaines de MHz), une multitude de chemins permet d'obtenir un système à faible impédance (cf. **Fig. R6**).

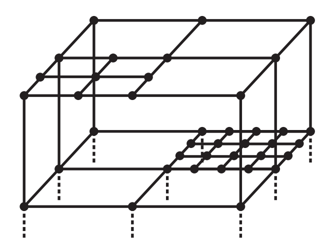


Fig. R6 : Chaque étage possède une grille ; les grilles sont reliées entre elles en plusieurs points entre les étages, et certaines grilles du sol sont renforcées selon les besoins dans certaines zones.

Il convient que chaque pièce du bâtiment soit dotée de liaisons équipotentielles pour réaliser l'équipotentialité des appareils des systèmes informatiques ou de communication, des chemins de câbles, des canalisations électriques préfabriquées, etc. L'équipotentialité de l'installation de mise à la terre peut être renforcée par la mise à la terre des tuyaux métalliques, des gouttières, des supports, des châssis, des structures, etc. Dans certains cas particuliers, tels que les salles de contrôle ou les salles informatiques, ayant un plancher surélevé, un plan de masse ou des bandes de mise à la terre peuvent être utilisés pour améliorer la mise à la terre des appareils sensibles et protéger les câbles d'interconnexion.

3 Mise en œuvre

La seule méthode économique pour diviser les courants dans une installation de mise à la terre et maintenir des caractéristiques satisfaisantes d'équipotentialité, est d'interconnecter les réseaux de terre.

3.1 Equipotentialité intra et inter-bâtiments

Rappel

Les buts fondamentaux de la mise à la terre et de la mise au potentiel sont :

- la sécurité avec limitation de la tension de toucher et le chemin de retour des courants de défaut,
- la CEM par référence de potentiel et égalisation des tensions, l'effet d'écran.

Les courants vagabonds se propagent inévitablement dans un réseau de terre. Il est impossible de supprimer toutes les sources de perturbations d'un site. Les boucles de masse sont aussi inévitables. Quand un champ magnétique rayonne dans un site, un champ produit par un coup de foudre par exemple, il induit des différences de potentiel dans les boucles formées par les différents conducteurs et, de ce fait, des courants peuvent circuler dans l'installation de mise à la terre. Ainsi le réseau de terre interne au bâtiment est directement influencé par les mesures correctives prises à l'extérieur du bâtiment.

Tant que les courants circulent dans l'installation de mise à la terre et non dans les circuits électroniques, ils ne sont pas perturbateurs. Cependant, quand les réseaux de terre ne sont pas équipotentiels, quand ils sont connectés en étoile à la borne de terre par exemple, les courants parasites HF circuleront partout notamment dans les câbles de signaux. Les équipements peuvent alors être perturbés, voire même détruits.

Liaisons équipotentielles fonctionnelles ou de protection

La seule méthode économique pour diviser les courants dans une installation de mise à la terre et maintenir des caractéristiques satisfaisantes d'équipotentialité, est de relier les réseaux de terre. Interconnecter les réseaux de terre contribue à rendre équipotentielle l'installation de mise à la terre mais sans être un substitut aux conducteurs de protection. Afin de satisfaire aux exigences légales en matière de sécurité des personnes, chaque équipement doit être connecté obligatoirement à la borne de terre par un conducteur de protection (PE) identifié et de section suffisante. De plus, à l'exception possible des immeubles à structure en acier, de multiples conducteurs de descente de paratonnerre ou le réseau de protection contre la foudre doivent être directement tirés jusqu'à la prise de terre.

La différence fondamentale entre un conducteur de protection (PE) et un conducteur de descente de paratonnerre est que le premier conduit un courant (de défaut) interne à l'installation électrique BT au point neutre du transformateur MT/BT (schémas TT et TN), tandis que le second écoule un courant externe (de l'extérieur du site) jusqu'à la prise de terre.

Dans un même bâtiment, les réseaux de terre distincts (« terre électronique, terre informatique, terre télécom », etc.) doivent être interconnectés de manière à former un réseau équipotentiel de terre unique.

Interconnexion des masses

Dans un bâtiment, il est recommandé de connecter un réseau de terre à toutes les structures conductrices accessibles : poutres métalliques et huisseries de portes, tuyauteries, etc. Il est généralement suffisant de connecter les goulottes métalliques, tablettes et linteaux métalliques, tubes métalliques, conduits de ventilation, etc. en autant de points que possible. Dans les endroits où il y a une forte concentration d'équipements, quand la taille de la maille du réseau équipotentiel est supérieure à 4 mètres, il convient d'ajouter une liaison équipotentielle. La section et le type de conducteur utilisé ne sont pas critiques.

Il est impératif d'interconnecter les réseaux de terre de bâtiments ayant des liaisons câblées communes. Il est recommandé de réaliser cette interconnexion par de multiples liaisons équipotentielles entre les masses des équipements et par l'intermédiaire de liaisons entre toutes les structures métalliques internes aux bâtiments ou reliant les bâtiments (sous condition qu'elles soient non interrompues).

Ce réseau de terre doit être aussi maillé que possible. Si le réseau de terre est équipotentiel, les différences de potentiel entre équipements communicants deviennent faibles, et bon nombre de problèmes de CEM disparaissent. En cas de défauts d'isolement ou de chocs de foudre, les différences de potentiel sont aussi moins importantes.

Si l'équipotentialité entre bâtiments ne peut être garantie ou si les bâtiments sont éloignés de plus d'une dizaine de mètres, il est très fortement recommandé de réaliser les liaisons de communication par fibre optique et de réaliser des isolements galvaniques pour les systèmes de mesures et de communication. Cela devient obligatoire si le réseau d'alimentation électrique est en schéma IT ou TN-C.

3.2 Amélioration de l'équipotentialité

Réseaux de mise au même potentiel

Bien que le réseau de mise au même potentiel idéal soit une tôle ou une grille à mailles fines, l'expérience montre que pour la majorité des perturbations, une maille d'environ 3 mètres de côté est suffisante. Cela forme un réseau de masse maillé.

Des exemples de différents réseaux de mise au même potentiel sont montrés sur la **Figure R7**. La structure minimale recommandée est composée d'un conducteur (bande ou câble de cuivre par exemple) entourant la pièce.

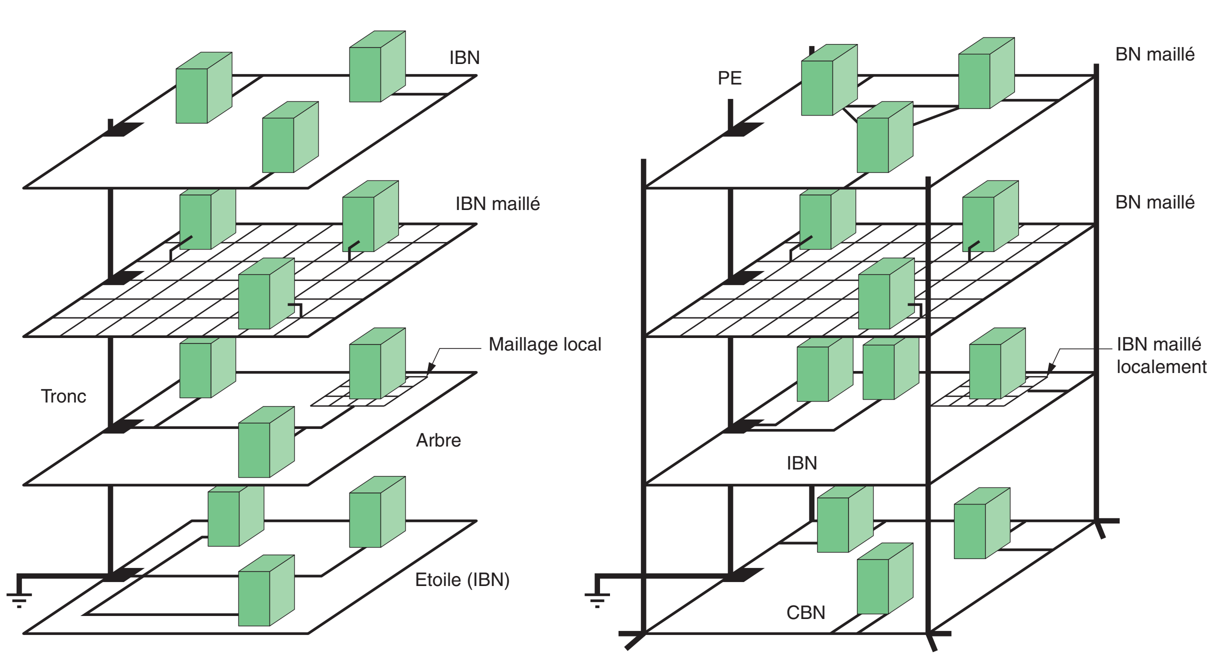


Fig. R7 : Exemple de réseaux de mise au même potentiel

La longueur des liaisons entre un élément de la structure et le réseau équipotentiel ne doit pas excéder 50 cm. Si cela ne peut être le cas, une liaison supplémentaire sera ajoutée en parallèle à la première et à une distance comprise entre 10 et 50 cm.

Il convient que la liaison à la barre de terre de l'armoire électrique d'un ensemble d'équipements au réseau équipotentiel (voir ci-dessous) soit réalisée avec une inductance de moins de 1 µHenry (0,5 µH, si possible). Par exemple, il est possible d'utiliser un conducteur unique de 50 cm, ou deux conducteurs en parallèle de 1 mètre (pas trop près l'un de l'autre - à au moins 50 cm - afin de minimiser la mutuelle inductance entre les deux conducteurs).

Dans la mesure du possible le raccordement au réseau équipotentiel se fera à une intersection afin de diviser les courants HF par quatre sans rallonger la connexion. La section des liaisons équipotentielles n'est pas importante bien qu'une section plate soit préférable : il est bon que la liaison soit aussi courte que possible.

Conducteur de Terre Parallèle (PEC)

Le but d'un conducteur de terre parallèle est de réduire le courant de mode commun parcourant les liaisons qui véhiculent aussi le signal de mode différentiel (impédance commune et surface de boucle sont réduites).

Le dimensionnement du conducteur de terre parallèle est fonction du niveau maximal de courant qu'il est censé véhiculer en cas de protection, en particulier s'il est utilisé comme conducteur de protection en cas de coup de foudre ou de défaut d'isolement de forte intensité (schéma TN). Lorsqu'un écran de câble est utilisé comme un conducteur de terre parallèle, il n'est pas conçu pour admettre ces forts courants; la première approche est de router le câble le long d'éléments métalliques de construction, ou de conduits, qui alors se comportent comme d'autres conducteurs de terre parallèles pour la totalité du câble. Une autre possibilité est de router le câble blindé contre un conducteur de terre parallèle de forte section, le câble blindé et le conducteur de terre parallèle étant connectés aux deux extrémités à la terre locale de l'équipement ou de l'appareil.

En cas de très grandes distances, il est recommandé de prévoir pour le conducteur de terre parallèle des connexions supplémentaires au réseau de terre, à des intervalles irréguliers entre les appareils. Ces connexions supplémentaires forment un chemin de retour plus court pour les courants perturbateurs qui traversent le conducteur de terre parallèle. Pour les conduits en forme de U, blindages et tubes, il convient que les connexions additionnelles de terre soient réalisées à l'extérieur, afin de maintenir la séparation avec l'intérieur (effet « d'écran »).

Conducteurs de mise au même potentiel

Pour réaliser les conducteurs de mise au même potentiel, les conducteurs appropriés peuvent être des bandes métalliques, des tresses plates ou des câbles ronds. Pour les systèmes à hautes fréquences, les bandes métalliques ou les tresses plates sont préférables (à cause de l'effet de peau). Pour les hautes fréquences, un conducteur rond possède une impédance supérieure à celle d'un conducteur plat de même section transversale. Dans la mesure du possible, on conservera un rapport longueur / largeur $\leqslant 5$.

3.3 Ségrégation des câblages

La séparation physique des câblages courants forts et courants faibles est très importante d'un point de vue CEM surtout si les câbles bas niveaux sont non blindés ou avec blindages non reliés à la masse. La sensibilité d'un équipement électronique est en grande partie liée à son câblage associé.

Si aucune ségrégation n'est pratiquée (câbles de nature différentes dans des chemins câbles distincts, distance entre les câbles courant fort / courant faible, nature des chemins de câbles, etc) le couplage électromagnétique est maximum. Dans ces conditions les équipements électroniques sont sensibles aux perturbations CEM véhiculées par les câbles pollués.

L'utilisation de canalisations préfabriquées du type Canalis ou gaines à barres pour les plus fortes puissances est fortement conseillée. Le niveau de champ magnétique rayonné par ce type de canalisation est 10 à 20 fois inférieur à celui d'un câble ou de conducteurs électriques classiques.

Les recommandations des paragraphes « Cheminements des câbles » et « Recommandations de câblage » sont à prendre en considération.

3.4 Planchers surélevés

Le maillage des planchers participe à l'équipotentialité de la zone et par conséquent à la répartition et dilution des courants perturbateurs BF.

L'effet de blindage d'un plancher surélevé est directement lié à son équipotentialité. Si le contact entre les dalles n'est pas assuré (dalles avec joints en caoutchouc antistatique) ou si le contact entre les cornières de supports n'est pas garanti (pollution, corrosion, moisissure, etc., ou pas de cornière du tout), il est nécessaire d'ajouter une grille d'équipotentialité. Dans ce cas, il suffit d'assurer de bonnes connexions électriques entre les chandelles métalliques. Des petites agrafes à ressort sont disponibles sur le marché et peuvent être utilisées pour raccorder les chandelles à la grille d'équipotentialité. La solution idéale est de raccorder chaque chandelle, mais il est souvent suffisant de ne raccorder qu'une chandelle sur deux dans chaque direction. Une grille de largeur de maille de 1,5 à 2 m convient dans la majorité des cas. La section de cuivre recommandée est de 10 mm² ou plus. En général, de la tresse plate est utilisée. Afin de minimiser les effets de la corrosion, il est recommandé d'utiliser du cuivre étamé (cf. **Fig. R8**).

Les dalles perforées se comportent comme les dalles pleines lorsqu'elles sont réalisées en acier alvéolé.

Une maintenance préventive des dalles est nécessaire environ tous les 5 ans (dépend du type de dalle et de l'environnement climatique, humidité, poussières, corrosion). Les joints antistatiques en caoutchouc ou polymères sont à entretenir ainsi que les surfaces de portée des dalles (nettoyage avec un produit adapté).

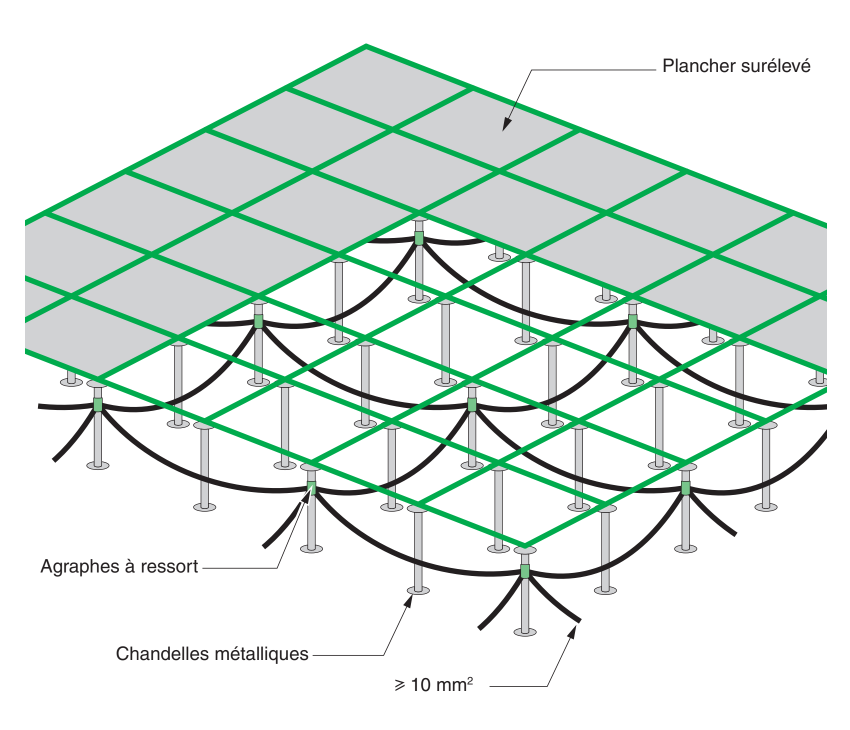


Fig. R8 : Mise en œuvre d'un faux plancher

Les conduits métalliques sont recommandés dans la plupart des situations. La forme du conduit et la position du faisceau de câbles dans le conduit ont une influence sur sa qualité d'un point de vue CEM.

3.5 Cheminements des câbles

Le choix du matériau et la forme dépendent des considérations suivantes :
- la sévérité de l'environnement EM le long du chemin (proximité de sources de perturbations électromagnétiques conduites et rayonnées),
- le niveau autorisé des émissions conduites et rayonnées,
- le type de câblage (Est-il blindé, torsadé, par fibre optique ?),
- la robustesse aux IEM (Interférence ElectroMagnétique) du matériel connecté au système de câblage,
- les autres contraintes d'environnement (chimiques, mécaniques, climatiques, le feu, etc.),
- l'extension future du système de câblage.

Type de conduits adaptés

Les conduits métalliques sont recommandés dans la plupart des situations.
Les conduits non métalliques sont adaptés :
- quand les conduits métalliques sont à éviter (par ex environnement chimique),
- dans les cas suivants :
  - faible environnement électromagnétique permanent,
  - faible niveau d'émission du système de câblage,
  - câblage par fibres optiques.

Performance CEM des différents conduits

Pour les conduits métalliques, la forme (plane, U, tube, etc.), plutôt que la section transversale va déterminer l'impédance caractéristique du conduit. Les formes enveloppantes donnent les meilleurs effets réducteurs (en réduisant le couplage de Mode Commun). Les conduits ont souvent des fentes pour une fixation facilitée des câbles. D'un point de vue CEM, les moins préjudiciables sont les petits trous. Des fentes parallèles au conduit, constituent une position moins pénalisante. Des fentes perpendiculaires à l'axe du conduit ne sont pas recommandées (cf. **Fig. R9**).

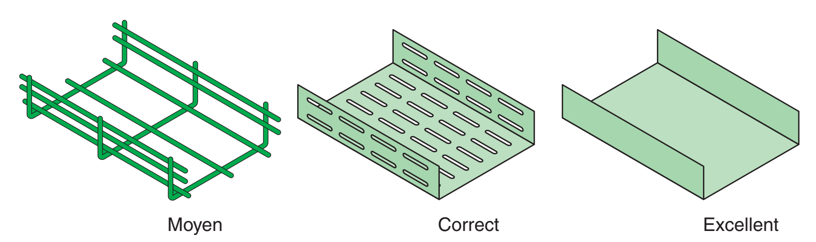


Fig. R9 : Performances CEM pour différents exemples de conduits métalliques

Dans certains cas, un mauvais conduit vis à vis des IEM (Interférence ElectroMagnétique) peut convenir parce que l'environnement électromagnétique est faible, des câbles blindés ou des fibres optiques sont utilisés, des chemins de câbles séparés sont employés pour les différents types de câblage (puissance, traitement de l'information, etc.).

Il est bon qu'un espace utilisable situé à l'intérieur du chemin de câbles permette d'installer une quantité convenue de câbles supplémentaires. La hauteur du faisceau dans le chemin de câbles doit être plus basse que les côtés comme montré ci-dessous. L'utilisation de couvercles avec recouvrement améliore les performances CEM du chemin de câbles.

Pour une forme en U, le champ magnétique décroît près des deux coins. Pour cette raison, les conduits profonds ont la préférence (cf. **Fig. R10**).

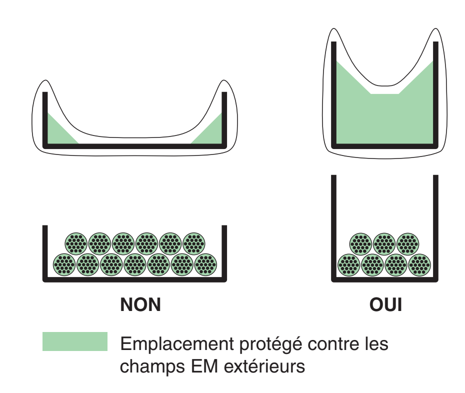


Fig. R10 : Installation d'un groupe de câbles dans 2 chemins de câbles en U

Il est recommandé que des câbles de catégories différentes (par ex alimentation secteur et liaison bas niveau) ne soient pas dans le même faisceau ou le même conduit. Les chemins de câbles doivent être remplis au maximum à la moitié de leur capacité.

Cheminement des câbles de différentes catégories

Il convient de séparer d'un point de vue électromagnétique les faisceaux les uns des autres, soit avec des blindages soit en plaçant les câbles dans des conduits différents. La qualité du blindage détermine la distance à conserver entre faisceaux. Sans aucun blindage, conserver une distance suffisante entre faisceaux (cf. **Fig. R11**) est une solution satisfaisante.

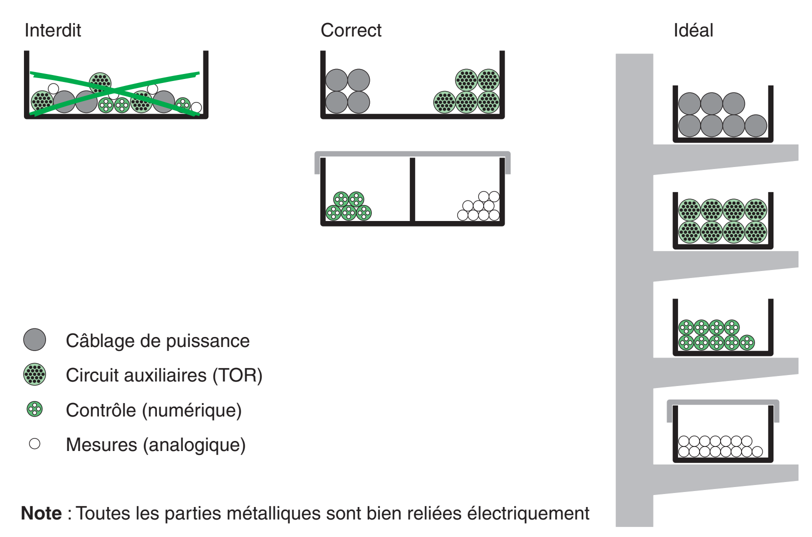


Fig. R11 : Recommandation pour l'installation de groupes de câbles dans des chemins de câbles métalliques

Des éléments métalliques de construction de bâtiment peuvent très bien servir des objectifs de CEM. Des poutrelles en acier en L, H, U, T forment souvent une structure continue mise à la terre, qui offre de grandes sections transversales et de grandes surfaces comportant beaucoup de liaisons intermédiaires à la terre. Les câbles sont de préférence tirés contre de telles poutrelles. Les coins internes sont préférés aux surfaces extérieures (cf. **Fig. R12**).

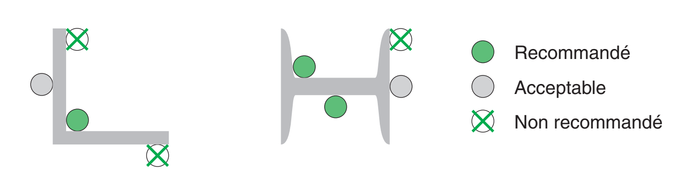


Fig. R12 : Recommandation pour l'installation de câbles sur poutrelles métalliques

Il est recommandé :
- *de toujours connecter les conduits métalliques à la terre locale aux deux extrémités,*
- *que toutes les connexions de mise à la terre soient courtes,*
- *de préférer des conduits métalliques car ils offrent une résistance améliorée à la CEM.*

Précautions de mise en œuvre

Il convient de toujours connecter les conduits métalliques à la terre locale aux deux extrémités. Pour de grandes longueurs, des liaisons additionnelles au système de terre sont recommandées à intervalles entre appareils. Il est bon que ces intervalles soient irréguliers (dans le cas de câblages symétriques) pour éviter la résonance à une même fréquence. Il est recommandé que toutes les connexions de mise à la terre soient courtes.
Les canalisations sont disponibles sous formes métalliques ou non. Il convient de préférer les matériaux métalliques car ils offrent une résistance améliorée à la CEM.
Un conduit (chemin de câbles, canalisation, corbeau, etc.) doit fournir une structure métallique continue et bonne conductrice sur toute sa longueur.
Un conduit en aluminium a une résistance en continu plus faible qu'un conduit en acier de même taille, mais l'impédance de transfert (Zt) de l'acier diminue déjà à une fréquence plus basse surtout quand l'acier a une perméabilité relative µr élevée. Il convient de faire attention quand différents métaux sont utilisés, car la connexion électrique directe n'est pas autorisée dans certains cas, pour éviter la corrosion. Pour la CEM cela pourrait être un désavantage.

Utilisation d'un câble d'accompagnement de masse (PEC)

Dans les cas où les appareils connectés au système de câblage par des câbles non-blindés ne sont pas affectés par des perturbations à basse fréquence, afin d'améliorer les performances CEM des conduits non métalliques, il convient d'ajouter un simple câble, dit câble d'accompagnement de masse (PEC), à l'intérieur du conduit et connecté au système de terre local aux deux extrémités. Il est bon de réaliser les connexions sur une partie métallique de faible impédance (par ex une grande paroi métallique de l'armoire de l'appareil).
Il est recommandé de concevoir le PEC de manière à ce qu'il supporte des courants de mode commun et de défauts importants.

Assemblage de conduits métalliques

Quand un conduit métallique est bâti à partir de plusieurs éléments plus courts, il est recommandé de faire attention afin d'assurer la continuité par une mise au même potentiel correcte entre parties différentes. De préférence, les parties sont soudées sur toute leur périphérie. Des joints rivetés, boulonnés ou vissés sont autorisés, à condition que les surfaces en contact soient bien conductrices (pas de peinture ou de revêtement isolant), et soient protégées contre la corrosion. Le couple de serrage doit être respecté pour assurer une bonne pression au niveau du contact électrique entre les deux parties. Quand une certaine forme de conduit est choisie, il convient de la maintenir sur toute sa longueur. Toutes les interconnexions doivent avoir une basse impédance. Une seule connexion filaire courte entre deux parties du conduit va résulter en une haute impédance localisée et par conséquent, annuler ses performances CEM.

A partir de quelques MHz, une liaison de 10 cm entre les deux parties du conduit va dégrader l'effet réducteur d'un facteur supérieur à 10 (cf. **Fig. R13**).

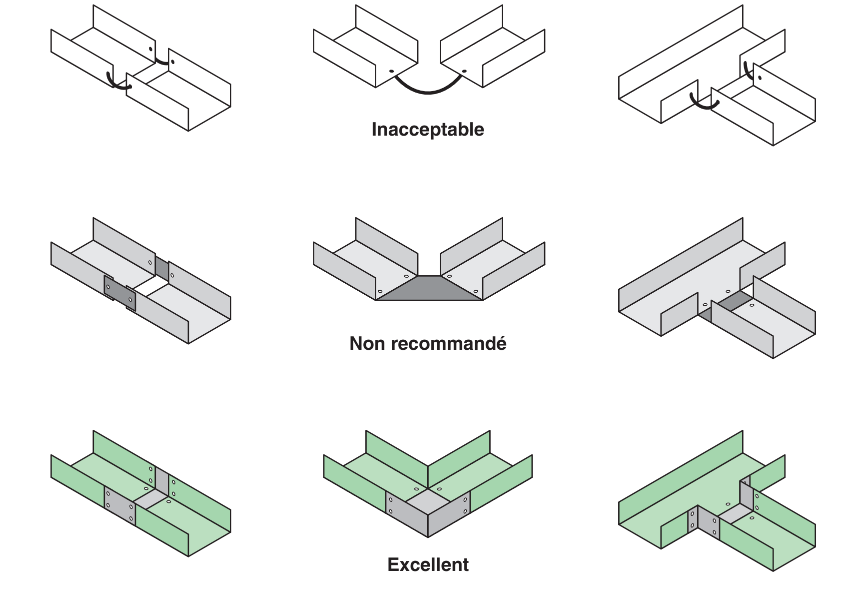


Fig. R13 : Assemblage de conduits métalliques

Chaque fois que des ajustements ou des extensions sont effectués, il est vital qu'une supervision fine soit entreprise afin de s'assurer qu'ils sont exécutés selon les règles CEM (par ex ne pas remplacer un conduit métallique par un autre en plastique!).

Les capots des chemins de câbles métalliques répondent aux mêmes exigences que celles qui sont propres aux chemins de câbles. Un capot comportant beaucoup de contacts sur toute la longueur est préféré. Si ce n'est pas possible, il convient que les capots soient connectés au chemin de câbles au moins aux deux extrémités par des connexions courtes (par ex des liaisons tressées ou maillées).

Quand des canalisations doivent être interrompues pour traverser un mur (par ex des barrières anti feu), les deux canalisations doivent être en liaison avec des connexions à basse impédance comme le montrent les dessins (cf. **Fig. R14**).

Mediocre

Bien

Meilleur

Fig. R14 : Recommandations pour une traversée de mur par un conduit métallique



Fig. R14a : Exposition aux champs électromagnétiques

3.6 Canalisations préfabriquées

Les canalisations préfabriquées réduisent les risques d'exposition aux champs électromagnétiques.
Selon l'OMS (Organisation Mondiale de la Santé), l'exposition aux champs électromagnétiques peut être un danger pour la santé à partir de niveaux aussi faibles que 0,2 micro-teslas et pourrait représenter un risque de cancer à long terme. Certains pays ont établi des normes qui prévoient des limites (par exemple 0,2 µT à 1 mètre en Suède).

Tous les conducteurs électriques génèrent des champs magnétiques proportionnels à la distance qui les sépare. La conception des canalisations préfabriquées avec des conducteurs peu espacés dans un boîtier métallique permet de réduire considérablement le rayonnement de ces champs électromagnétiques.
Les caractéristiques du champ électromagnétique des canalisations préfabriquées sont bien déterminées et les mesures montrent qu'il est bien en deçà des niveaux potentiellement dangereux (cf. **Fig. R14b**).

Dans des cas spécifiques où des valeurs particulièrement faibles sont nécessaires (salles informatiques, hôpitaux et certains locaux), il est important de garder à l'esprit les points suivants concernant l'induction générée autour des trois conducteurs de phase d'une distribution électrique :
- elle est proportionnelle au courant parcourant les conducteurs et à la distance qui les sépare ;
- elle est inversement proportionnelle au carré de la distance des canalisations préfabriquées ;
- elle est réduite -atténuée- par l'effet de blindage de l'enveloppe métallique entourant les jeux de barres de ces canalisations.

Cette induction est inférieure à celle générée par une liaison par câbles équivalente à une canalisation préfabriquée dans un boîtier métallique en acier, boîtier en acier qui atténue plus l'induction qu'un boîtier en aluminium de même épaisseur.

A noter que cette induction est particulièrement faible autour des canalisations préfabriquées réalisées avec des barres placées en sandwich, donc faiblement espacées, dans un boîtier en acier.

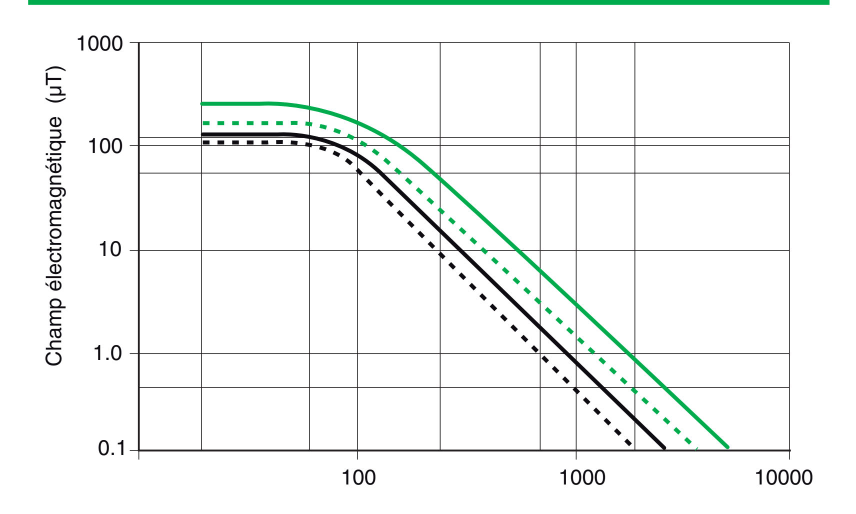


Fig. R14b : Valeurs du champ électromagnétique autour des canalisations préfabriquées Canalis

Toutes les reprises de masse doivent être faites sur une tôle protégée contre la corrosion mais épargnée ni peinte ni protégée par un revêtement isolant.

3.7 Mise en œuvre des câbles blindés

Lorsque l'on choisit d'utiliser un câble blindé, il faut aussi s'interroger sur la manière dont on réalisera les reprises du blindage, sous peine de dégrader considérablement son efficacité (type de reprises, de connecteur, de traversée de cloison...). Pour que la reprise de blindage soit efficace, elle doit se faire sur 360 degrés. Les dessins ci-dessous illustrent les différentes mises en œuvre. A noter que toutes les reprises de masse doivent se faire sur une tôle épargnée.
Pour les matériels informatiques et les liaisons numériques, il est recommandé de connecter l'écran des câbles blindés aux 2 extrémités (cf. **Fig. R15)**.

Le raccordement des écrans des câbles blindés est primordial d'un point de vue CEM. Il faut garder à l'esprit les points suivants.

■ Si le câble blindé relie des équipements qui sont situés dans une même zone équipotentielle, le blindage doit être mis à la masse aux 2 extrémités.

■ Si le câble blindé relie des équipements qui ne sont pas situés dans une même zone équipotentielle, plusieurs cas de figures peuvent se présenter :

□ Connecter le blindage à la masse qu'à une extrémité est dangereux. En cas de défaut d'isolement, le blindage est porté à un potentiel qui peut être mortel pour un opérateur (voire pour le matériel). De plus, l'efficacité du blindage est mauvaise en haute fréquence.

□ Connecter le blindage à la masse aux 2 extrémités peut être dangereux en cas de défaut d'isolement. Un courant important circulera dans le blindage et risquerait d'endommager ce dernier. Pour limiter ce problème, il faut tirer en parallèle avec le câble blindé, un câble d'accompagnement de masse (PEC) de section suffisante (dépend du courant de court-circuit de cette partie de l'installation).

Il est donc évident dans ce dernier cas, que si l'installation a un réseau de terre bien maillée, ce problème ne se pose pas.

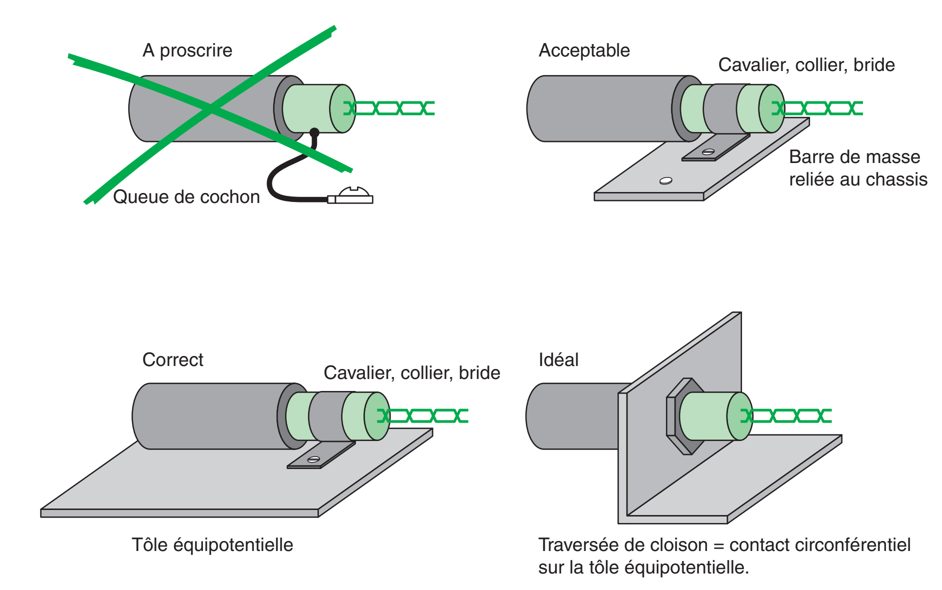


Fig. R15 *: Mise en œuvre de câbles blindés*

3.8 Réseaux de communication

Les réseaux de communication sont très étendus. Ils relient des équipements qui sont implantés dans des salles qui peuvent avoir des distributions électriques comportant des schémas de liaisons à la terre différents. De plus si ces différents locaux ne sont pas équipotentiels, de forts courants transitoires et de grandes différences de potentiels peuvent apparaître entre les différents équipements reliés par ces réseaux. Comme nous l'avons vu précédemment, cela peut être le cas lors de défauts d'isolement ou de coup de foudre. La tenue des cartes de communication installées dans les micro ordinateurs ou les automates n'ont pas des tenues diélectriques (entre fils actifs et masse mécanique) importantes. En règle générale le niveau de tenue est de l'ordre de 500 V. Les plus robustes tiennent 1,5 kV. Dans le cadre d'installations maillées et en régime TN-S, avec des réseaux peu étendus, ce niveau de tenue est acceptable. Dans tous les cas, des protections contre la foudre (en mode commun et mode différentiel) sont recommandées.

Le type de câble de communication utilisé est un paramètre important. Il faut que le câble soit adapté au type de transmission. Les paramètres du câble sont autant de points qui permettent d'assurer une liaison de communication fiable et robuste, soit :

- son impédance caractéristique,
- par paires torsadées (ou non),
- sa capacité et résistance linéique,
- son affaiblissement linéique,
- la nature de son ou de ses écrans de blindage.

D'autre part, il est important de choisir des liaisons de transmission symétriques (différentielles). Ce type de liaison est plus robuste en CEM.

Par contre dans des environnements électromagnétiques sévères ou dans le cas de réseaux de communication étendus avec des installations peu ou pas équipotentielles, avec des schémas IT, TT ou TN-C, il est très fortement recommandé d'utiliser des liaisons par fibre optique.

Pour des raisons de sécurité des personnes, la fibre ne doit pas comporter de partie métallique (risque de chocs électriques si cette fibre relie 2 zones avec des terres différentes).

3.9 Mise en œuvre des parafoudres

Raccordement

Les connexions d'un parafoudre doivent être les plus courtes possibles.
Une des caractéristiques essentielles pour la protection d'un équipement est le niveau maximal de tension que l'équipement peut supporter à ses bornes. De ce fait, un parafoudre doit être choisi avec un niveau de protection adaptée à la protection de l'équipement (cf. **Fig. R16**). La longueur totale des connexions est L = L1+L2+L3.
Pour les courants à haute fréquence, l'impédance linéique de cette connexion est de l'ordre de 1 µH/m.
D'où, en appliquant la loi de Lenz à cette connexion : $\Delta U = L \frac{di}{dt}$

L'onde courant normalisé 8/20 µs, avec une amplitude de courant de 8 kÂ, crée de ce fait une élévation de tension par mètre de câble de 1000 V.

$\Delta U = 1.10^{-6} \times \frac{8.10^{3}}{8.10^{-6}} = 1000 \text{ V}$

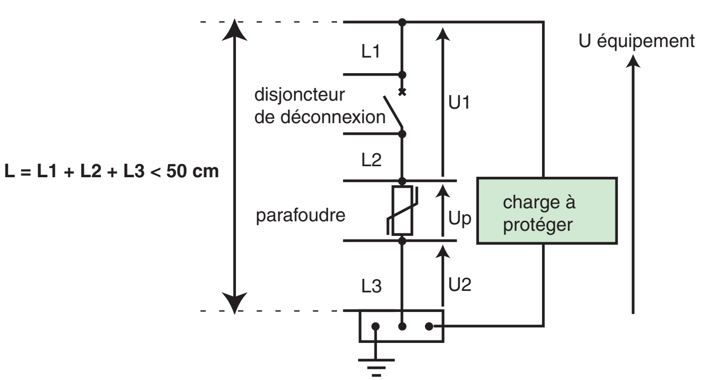


Fig. R16 : Connexions d'un parafoudre L < 50 cm

Par suite la tension aux bornes de l'équipement est : U = Up + U1 + U2.
Si L1+L2+L3 = 50 cm, l'onde 8/20 µs avec une amplitude de 8 kÂ , la tension aux bornes de l'équipement est de Up + 500 V.

Règles de câblages

■ **Règle 1**

La première règle à respecter est que la longueur des connexions du parafoudre au réseau (au travers du dispositif de déconnexion associé) et au bornier de terre ne dépasse pas 50 cm.

La **Figure R17** montre 2 possibilités de raccordement d'un parafoudre.

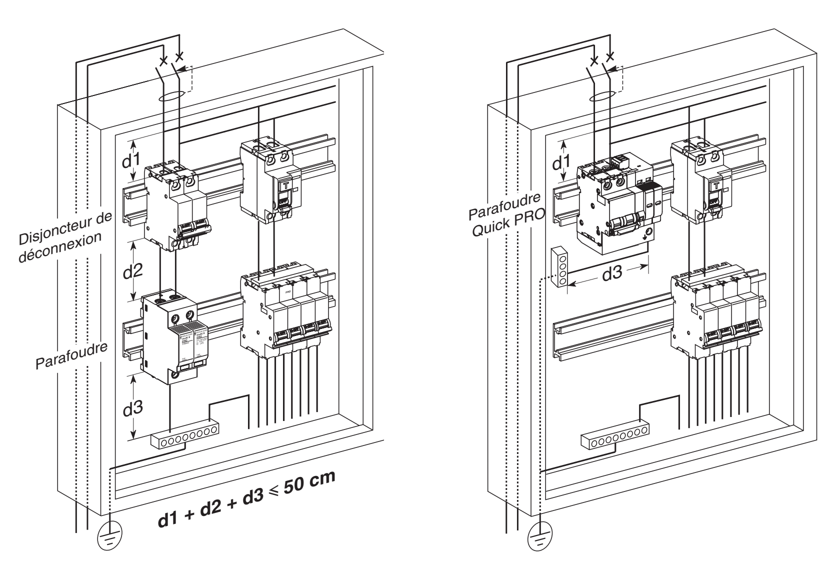


Fig. R17 : Parafoudre avec dispositif de déconnexion séparé ou intégré

■ **Règle 2**

Les conducteurs des départs protégés :

□ doivent être connectés aux bornes mêmes du disjoncteur de déconnexion ou du parafoudre,

□ doivent être séparés physiquement des conducteurs d'arrivée pollués.

Ils sont placés à la droite des bornes du parafoudre et du dispositif de déconnexion (cf. **Fig. R18**).

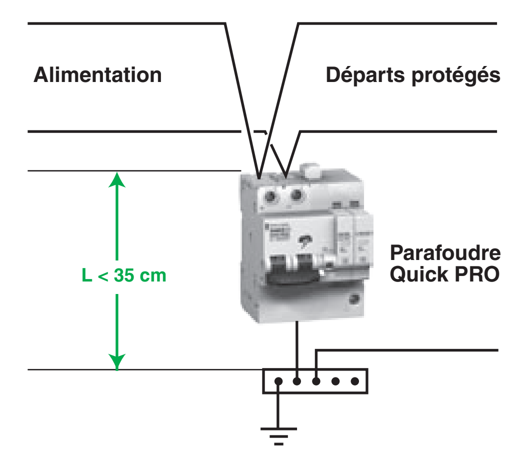
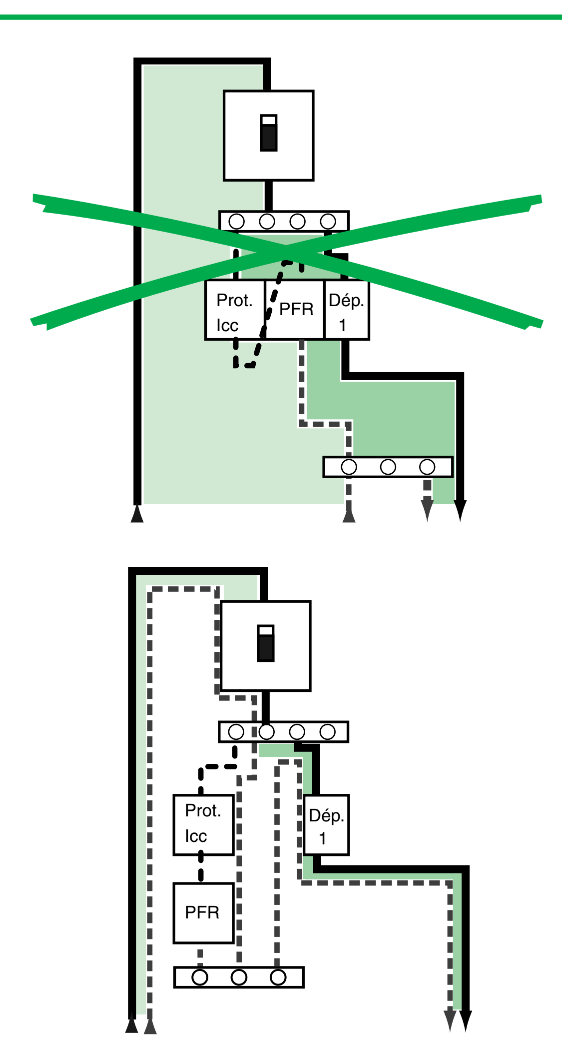


Fig. R18 : Les connexions des départs protégés sont à droite des bornes du parafoudre

■ **Règle 3**

Les conducteurs de phase, de neutre et de protection (PE) de l’arrivée doivent cheminer les uns contre les autres afin de réduire la surface de la boucle (cf. **Fig. R19**).



PFR : Parafoudre

Prot. Icc : Protection contre le risque de court-circuit du parafoudre (disjoncteur de déconnexion)

Surfaces des boucles amont ▢ *et aval* ▢ *à réduire*

- - - *Liaisons d'impédance commune (conseillée $\Sigma L \leqslant 50$ cm).*

- - - *Liaisons d'interconnexion des masses au plus près des appareils, si possible derrière.*

Fig. R19 : Exemple d’amélioration de la CEM par réduction des surfaces de boucle et de l’impédance commune au sein d’un coffret électrique

■ **Règle 4**

Les conducteurs d’arrivée du parafoudre doivent être éloignés des conducteurs de sortie protégés afin d’éviter de les polluer par couplage.

■ **Règle 5**

Les câbles doivent être plaqués contre les parties métalliques de l’armoire afin de minimiser la surface de la boucle de masse et donc de bénéficier d’un effet d’écran vis-à-vis des perturbations EM. Si l’armoire est en plastique et les récepteurs particulièrement sensibles, elle doit être remplacée par une armoire métallique.

Dans tous les cas, il faut vérifier que les masses des armoires ou des coffrets sont mises à la terre par des connexions très courtes.

Enfin, si des câbles blindés sont utilisés, les grandes longueurs («queues de cochon») doivent être proscrites car elles réduisent l’efficacité du blindage (cf. Fig. R15).

Pour assurer une parfaite interconnexion des masses métalliques, il est important de retirer la peinture ou l'isolant sous toutes les parties en contact.

3.10 Câblage des armoires (Fig. R20)

Chaque armoire ou coffret doit être équipé avec une barre de terre et une tôle de référence de masse (plan d'équipotentialité).
Tous les câbles blindés entrant ou sortant de l'armoire sont à relier à ce référentiel en veillant à la qualité de tous les contacts électriques. Les protections et filtrages sont eux aussi raccordés à ce référentiel.
Les armoires ou coffrets en matière plastique ne sont pas recommandés. Dans cette configuration, le rail DIN peut être utilisé comme référentiel de terre et masse.

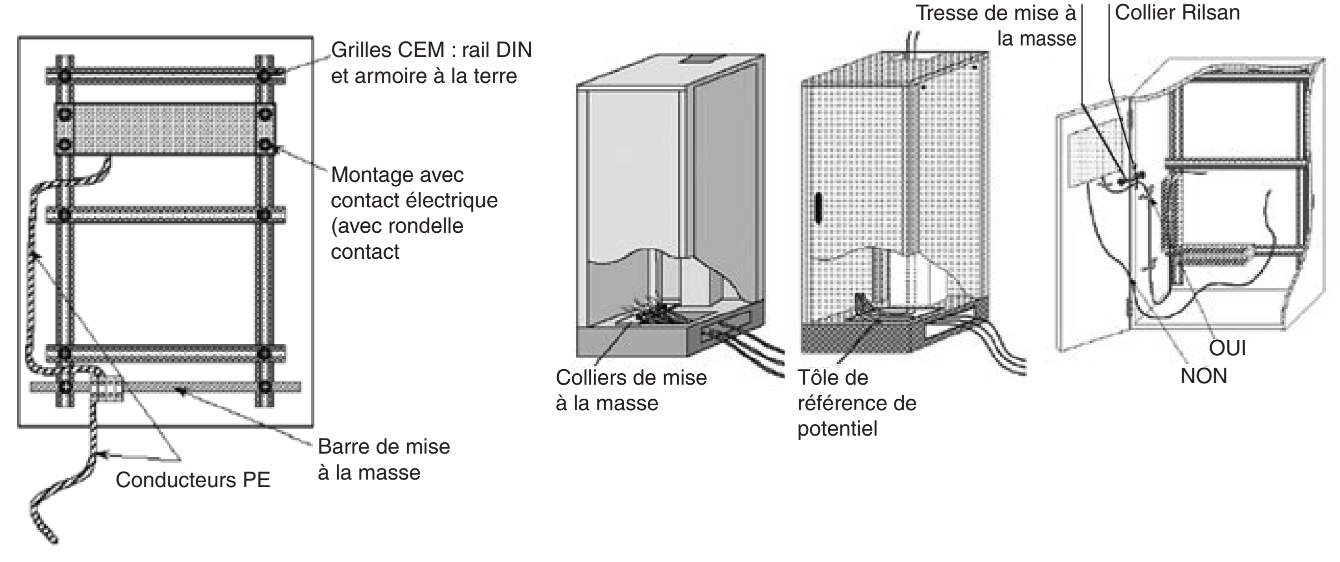


Fig. R20 : Les appareils à protéger doivent être raccordés aux bornes du parafoudre

3.11 Références normatives

Il est primordial de faire apparaître dans les spécifications les normes ou documents de recommandations à prendre en compte lors de la réalisation des installations.
A titre indicatif, les documents suivants peuvent être utilisés:

- CEI 61000-5-2 Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 5 : Guides d'installation et d'atténuation – Section 2 : Mise à la terre et câblage
- CEI 60364-4-44 Installations électriques des bâtiments – Partie 4-44 : Protection pour assurer la sécurité – Protection contre les perturbations de tension et les perturbations électromagnétiques
- NF C 15-100 : Règles d'installations électriques BT - dernière version en vigueur.
- NF C 13-200 : Règles d'installations électriques à haute tension.
- NF C 17-100 : Règles d'installation de paratonnerres.
- EN 50174-1 : Technologies de l'information - Installation de câblage. Partie 1 : Planification de l'assurance de la qualité.
- EN 50174-2 : Technologies de l'information - Installation de câblage - Partie 2 : Planification et pratiques d'installation à l'intérieur des bâtiments.
- EN 50310 : Application de liaison équipotentielle et de la mise à la terre dans les locaux avec équipements de Technologie de l'Information
- Guide UTE C 15-443 : Protection des installations électriques BT contre les surtensions d'origine atmosphérique.
- Guide UTE C 15-900 : Mise en œuvre dans des bâtiments des réseaux de puissance et des réseaux de communication
- Guide UTE C 90-480-2 : Mise en œuvre d'installation et méthodes pratiques à l'intérieur du bâtiment.

4 Mécanismes de couplage et mesures correctives

4.1 Généralités

Un phénomène d'interférence électromagnétique peut se résumer au synoptique de la **Figure R21**.

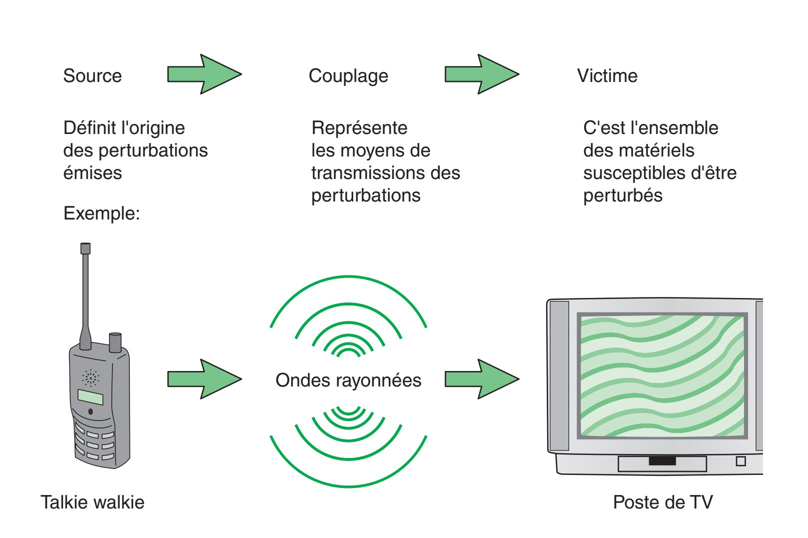


Fig. R21 : Phénomènes d'interférences EM

Les différentes sources de perturbations sont :

- les émissions radio électriques :
  - □ les systèmes de transmissions hertziens (radio, TV, CB, radio téléphones, télécommandes),
  - □ les radars ;
- les équipements :
  - □ les appareils industriels de puissance (fours à induction, soudeuses à arc, commande de stators),
  - □ les équipements de bureaux (ordinateurs et circuits numériques, copieurs, visu grand écran),
  - □ les tubes à décharge (néon, fluo, lampes à éclat, flash),
  - □ les composants électromécaniques (relais, contacteurs, solénoïdes, organes de coupure) ;
- les réseaux de puissance :
  - □ transport et distribution d'énergie,
  - □ traction électrique ;
- la foudre,
- la décharge électrostatique (DES),
- l'impulsion électromagnétique d'origine nucléaire (IEMN).

Les victimes potentielles sont :

- les récepteurs radio, TV, radar, les communications hertziennes,
- les systèmes analogiques (capteurs, acquisition de mesures, amplificateurs, écrans),
- les systèmes numériques (ordinateurs, bus et liaisons informatiques, périphériques).

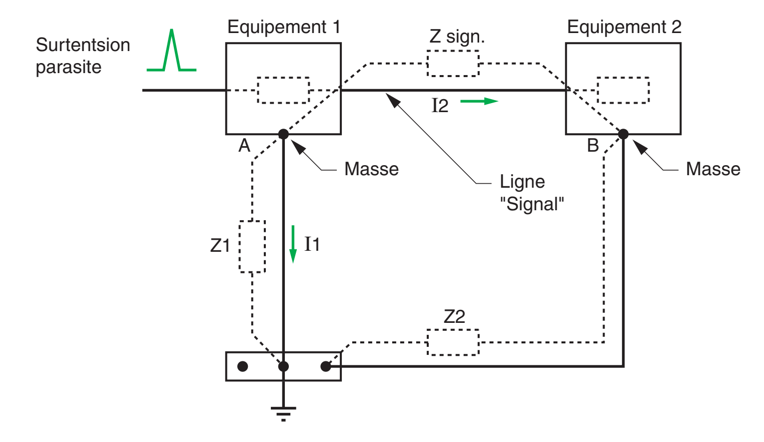
Les différents couplages sont :

- le couplage par impédance commune (couplage galvanique),
- le couplage capacitif,
- le couplage inductif,
- le couplage par rayonnement (champ à câble, champ à boucle, antenne à antenne).

4.2 Couplage par impédance commune

Définition

Deux ou plusieurs équipements sont interconnectés par leur réseau d'alimentation et les câbles de communication (cf. **Fig. R22**). Lorsque des courants d'origines externes (foudre, courants de défaut, courants perturbateurs) circulent à travers ces impédances communes, une tension indésirable est développée entre les points A et B, **censés être équipotentiels**. Cette tension parasite peut être gênante pour des circuits électroniques bas niveaux ou rapides.
L'ensemble des câbles, y compris les conducteurs de protection, présente une impédance, en particulier aux fréquences élevées.



Les masses des équipements 1 et 2 sont reliées à une terre commune par des connexions d'impédances Z1 et Z2.
La surtension parasite s'écoule vers la terre, à travers Z1. Le potentiel de l'équipement 1 est porté à Z1 I1. La différence de potentiel avec l'équipement 2 (initialement au potentiel 0) se traduit par l'apparition du courant I2.

$$Z1\ I1 = (Zsign + Z2)\,I2 \Rightarrow \frac{I2}{I1} = \frac{Z1}{(Zsign + Z2)}$$

Présent sur la ligne «signal », le courant I2 perturbe l'équipement 2.

Fig. R22 : Définition du couplage par impédance commune

Exemples

Différentes situations peuvent être rencontrées.
- Appareils reliés par un conducteur commun de référence (ex : PEN, PE) parcouru par des variations de courant rapides ou intenses (di/dt) (courant de défaut, onde de foudre, court-circuit, variations de charge, hacheurs, courants harmoniques, banc de condensateurs de compensation, etc.).
- Retour commun de plusieurs sources électriques (cf. **Fig. R23**).

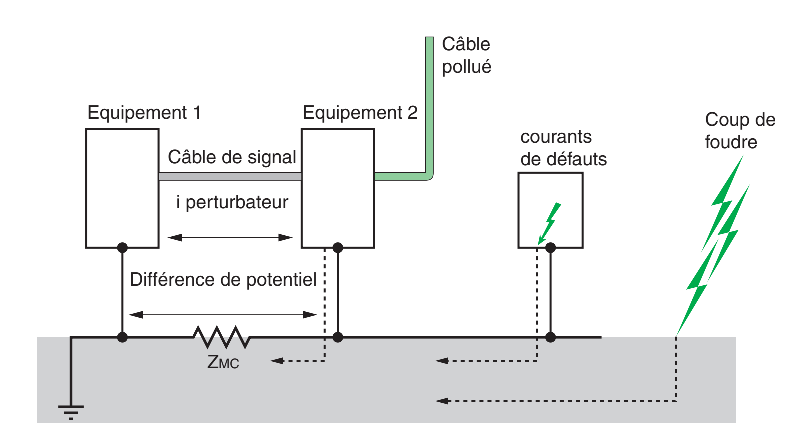
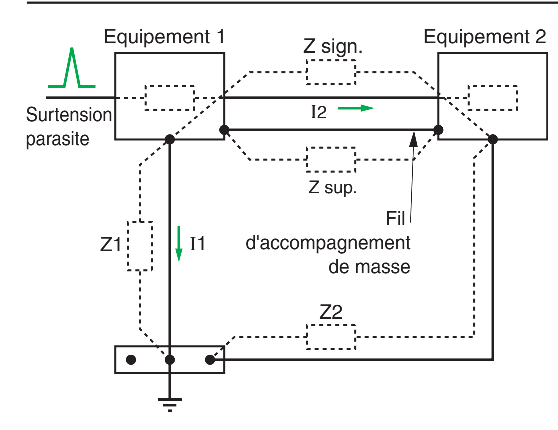


Fig. R23 : Exemple de couplage par impédance commune



Si l'impédance du fil d'accompagnement de masse (Z sup.) est très faible par rapport à l'impédance de Z sign., la majeure partie du courant perturbateur s'écoule via la liaison de masse Z sup. et non plus, comme dans le cas précédent, par la liaison «signal » Z sign.

La différence de potentiel entre l'équipement 1 et 2 devient très faible et la perturbation devient acceptable.

Fig. R24 : Mesures correctives du couplage par impédance commune

Mesures correctives (cf. **Fig. R24**)

Les impédances communes si elles ne peuvent être éliminées, doivent être les plus faibles possibles. Pour minimiser les effets dus aux impédances communes, différentes mesures correctives peuvent être appliquées :

- réduire les impédances :
  - mailler les références communes,
  - utiliser des câbles courts ou des tresses plates dont l'impédance est plus faible à section égale que les câbles ronds,
  - installer des liaisons équipotentielles fonctionnelles entre les matériels ;
- réduire le niveau des courants perturbateurs par l'adjonction de filtrage de mode commun et de selfs de mode différentiel.

4.3 Couplage capacitif

Définition

Perturbateur et victime sont couplés par les capacités parasites ou reparties. Le niveau de perturbation dépend des variations de tension (dv/dt) ainsi que de la valeur de la capacité de couplage.

Le couplage capacitif (cf. **Fig. R25**) croît avec :

- la fréquence,
- la proximité perturbateur / victime et la longueur de câblage mise en parallèle,
- la hauteur des câbles par rapport à un plan de masse,
- l'impédance d'entrée du circuit victime (les circuits à haute impédance d'entrée sont plus vulnérables),
- l'isolation du câble victime (εr du diélectrique du câble), surtout dans le cas de paires à couplage serré.

La **Figure R26** montre le résultat d'un couplage capacitif (diaphonie) entre deux câbles.

Exemples

Certaines dispositions favorisent ce type de couplage capacitif :

- câbles proches soumis à des variations rapides de tension (dv/dt),
- proximité d'un générateur haute tension à découpage (photocopieur,...),
- capacité parasite primaire / secondaire des transformateurs.

De tels couplages sont à l'origine de perturbations telles que :

- diaphonie inter câbles,
- amorçages des lampes fluo.

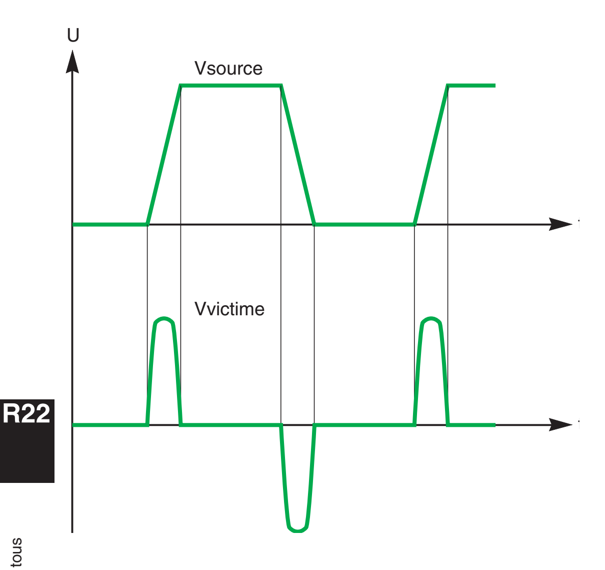
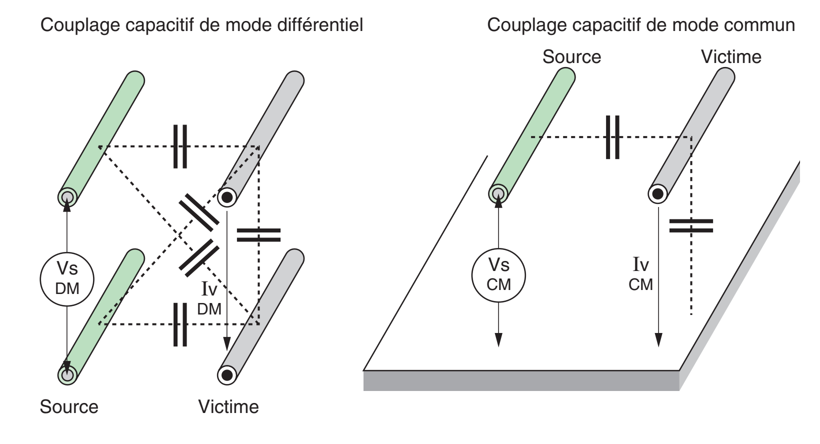


Fig. R26 : Influence typique d'un couplage capacitif (diaphonie capacitive)



Vs DM : Source de tension perturbatrice (mode différentiel)
Iv DM : Courant perturbateur coté victime (mode différentiel)
Vs CM : Source de tension perturbatrice (mode commun)
Iv CM : Courant perturbateur coté victime (mode commun)

Fig. R25 : Exemple de couplage capacitif

Mesures correctives

Pour réduire le couplage capacitif, de nombreuses mesures correctives sont possibles et simultanément applicables :

- limiter les longueurs parallèles perturbateur/victime au strict nécessaire,
- augmenter la séparation entre perturbateur et victime,
- plaquer les câbles contre les structures métalliques mises à la terre,
- dans le cas d'une liaison bifilaire, rapprocher le fil aller du fil retour,
- placer un fil d'accompagnement mis à la masse aux deux extrémités et de proche en proche entre perturbateur et victime,
- utiliser des câbles assemblés en quartes ou en paires plutôt que des conducteurs individuels,
- utiliser des systèmes de transmission symétriques sur un câblage symétrique et correctement adapté,
- blinder les câbles perturbateurs, les câbles victimes ou les deux (le blindage sera mis à la masse) (cf.**Fig. R27**),
- diminuer les dv/dt du perturbateur en augmentant le temps de montée du signal quand cela est possible.

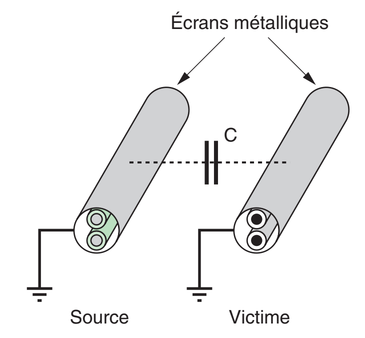


Fig. R27 : Les câbles blindés ou avec écran minimisent le couplage capacitif

4.4 Couplage inductif

Définition

Perturbateur et victime sont couplés par un champ magnétique. Le niveau de perturbation dépend des variations de courant (di/dt) ainsi que de la valeur de la mutuelle inductance de couplage.

Le couplage inductif croît avec :

- la fréquence,
- la proximité perturbateur / victime et la longueur de câblage mise en parallèle (cf. **Fig. R28** page suivante),
- la hauteur des câbles par rapport à un plan de masse,
- l'impédance de charge du circuit perturbateur.

Exemples

Les couplages inductifs ont différentes origines :

- variations rapides de courant (di/dt) dans des câbles proches,
- court circuit,
- courant de défaut,
- onde de foudre,
- commande de stator,
- soudeuse.
- Inducteur.

Câble perturbateur

H

i

Paire
victime

Boucle
victime

Câble perturbateur

H

i

Boucle
victime

Couplage inductif de
mode différentiel

Couplage inductif de
mode commun

Fig. R28 : Exemple de couplage inductif

Mesures correctives

Pour le couplage inductif comme pour le couplage capacitif, de nombreuses mesures correctives sont possibles et simultanément applicables :

- limiter les longueurs parallèles perturbateur/victime au strict nécessaire,
- augmenter la séparation entre perturbateur et victime,
- plaquer les câbles contre les structures métalliques mises à la terre,
- utiliser de la paire torsadée,
- rapprocher le fil aller du fil retour dans le cas d'une liaison bifilaire,
- utiliser des câbles multiconducteurs ou mono conducteur jointifs disposés de préférence en trèfle,
- placer un fil d'accompagnement mis à la masse aux deux extrémités et de proche en proche entre perturbateur et victime,
- utiliser des systèmes de transmission symétriques sur un câblage symétrique et correctement adapté,
- blinder les câbles perturbateurs, les câbles victimes ou les deux (le blindage sera mis à la masse),
- diminuer les di/dt du perturbateur en augmentant le temps de montée du signal quand cela est possible (résistances ou CTP en série sur le câble perturbateur, ferrites sur le câble perturbateur et/ou victime).

4.5 Couplage par rayonnement

Définition

Perturbateur et victime sont couplés via un média (exemple l'air). Le niveau de perturbation dépend de la puissance de la source de rayonnement et de l'efficacité de l'antenne d'émission et de réception.
Un champ électromagnétique est composé à la fois d'un champ électrique et d'un champ magnétique qui sont corrélés (cf. **Fig. R29**).

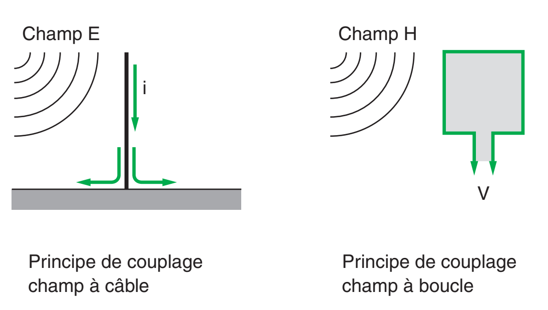


Fig. R29 : Exemple de couplage par rayonnement

Il est possible de considérer séparément les composantes électriques et magnétiques (cf. **Fig. R30**).
Champ électrique (champ E) et champ magnétique (champ H) sont couplés dans les systèmes de câblage via les fils et les boucles. Lorsqu'un câble est soumis à un champ électrique variable, un courant est généré dans ce câble. Ce phénomène est appelé couplage champ à câble. De la même manière, lorsqu'un champ magnétique variable traverse une boucle, il crée une force contre électromotrice qui développera une tension entre les deux extrémités de la boucle. Ce phénomène est appelé couplage champ à boucle.

Exemples

Les sources de perturbations par rayonnement peuvent être :
- équipement de radio transmission (talkie-walkie, émetteur radio et TV, services mobiles),
- radar,
- systèmes d'allumage automobile,
- soudeuse à arc,
- four à induction,
- système commutant de puissance,
- décharge électrostatique (DES),
- foudre.

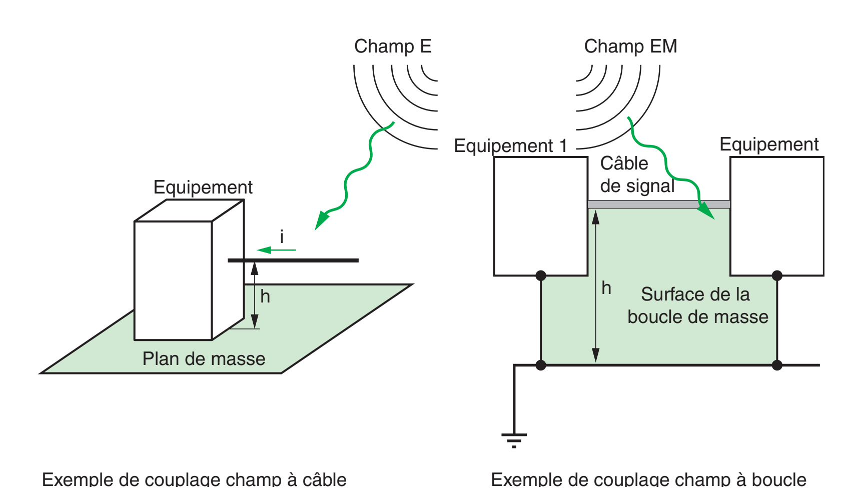


Fig. R30 : Exemple de couplage par rayonnement

Mesures correctives

Pour minimiser les effets par couplage rayonné il faut :
- Pour le couplage champ à câble
  - réduire l'effet d'antenne de la victime en diminuant la hauteur (h) du câble par rapport au plan de masse,
  - mettre le câble dans un conduit métallique continu et mis à la masse (tuyau, goulotte, chemin de câble),
  - utiliser des câbles blindés correctement mis en œuvre et mis à la masse,
  - ajouter des câbles d'accompagnement de masse,
  - insérer des filtres ou des ferrites sur le câble victime.
- Pour le couplage champ à boucle
  - réduire la surface de la boucle victime en diminuant la hauteur (h) et la longueur du câble,
  - utiliser les solutions du couplage champ à câble,
  - utiliser le principe de la cage de Faraday.

Le couplage rayonné peut être éliminé en utilisant le principe de la cage de Faraday. Par exemple, pour relier deux armoires d'un équipement en utilisant un câble blindé dont le blindage est raccordé à ses 2 extrémités aux enveloppes métalliques ;
les enveloppes métalliques devant être mises à la masse pour que l'efficacité soit accrue en haute fréquence.

Le couplage rayonné décroît avec :
- l'éloignement,
- l'utilisation de liaisons de transmissions symétriques.

symétriques.

5 Recommandations de câblage

5.1 Classification des signaux (cf. **Fig. R31**)

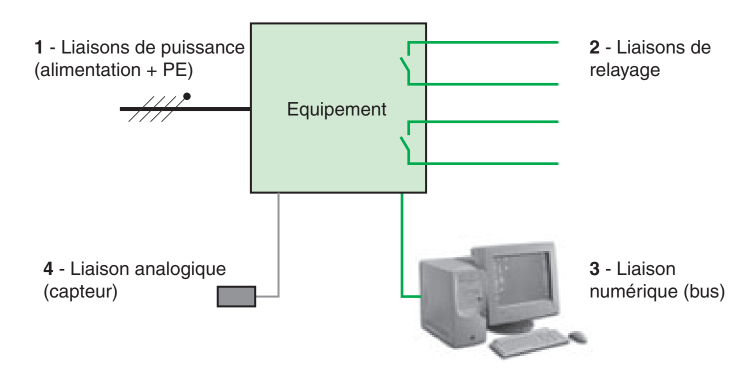


Fig. R31 : Les 4 groupes de signaux internes

Les signaux internes peuvent être classés en 4 groupes :

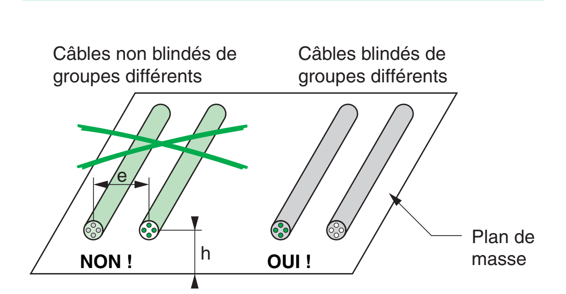
■ Groupe 1
Lignes d'alimentations secteurs, circuits de puissance à fort di/dt, convertisseurs à découpage, commande de régulateurs de puissance.
Ce groupe est peu sensible mais perturbe les groupes suivants (surtout en MC).

■ Groupe 2
Circuits d' E/S tout ou rien (TOR), circuits de relayage, de contrôle commande.
Ce groupe est peu sensible, mais perturbe les groupes suivants (commutations, formation d'arcs à l'ouverture des contacts).

■ Groupe 3
Circuits numériques (commutations H.F.).
Ce groupe est sensible aux impulsions, mais perturbe le groupe suivant.

■ Groupe 4
Circuits d' E/S analogiques (mesures à bas niveaux, lignes d'alimentation des capteurs actifs). Ce groupe est sensible.

Il serait souhaitable que chacun de ces groupes dispose de conducteurs ayant une couleur d'isolant spécifique afin de faciliter leur repérage et d'identifier facilement les différents groupes (cette présentation peut être utile pour l'installation et notamment pour le tirage des fils et câbles dans les goulottes et sur les dalles, et lors des dépannages).



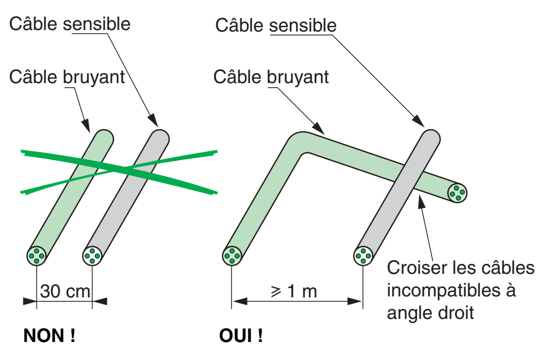


Fig. R32 : Recommandations de câblage pour des câbles transportant des signaux de type différent

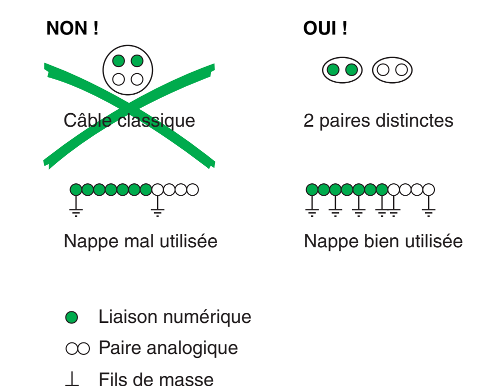


Fig. R33 : Utilisation des câbles et nappes

5.2 Conseils de câblage

Il faut absolument séparer de façon physique, et éloigner les câblages comportant des signaux différents (cf. **Fig. R32** au-dessus)

Les câbles perturbateurs (groupes 1 et 2) sont à éloigner des câbles sensibles (groupes 3 et 4) (cf. Fig. R32 et **Fig. R33**)
En règle générale, il suffit d' éloigner des torons de câbles de 10 cm à plat sur une tôle (MC+MD). Si la place le permet, un éloignement de 30 cm est préférable.
Croiser deux câbles ou torons à angle droit évite un couplage par diaphonie, même s'ils ont un contact ponctuel.
Il n'y a plus de contrainte d'éloignement lorsqu'une paroi métallique équipotentielle par rapport à la masse, sépare les câbles. Il faut néanmoins que la hauteur de la paroi soit supérieure au diamètre des torons à protéger.

Dans un même toron, il ne doit cohabiter que des signaux d'un même groupe (cf. **Fig. R34**)
En cas de nécessité de faire transiter dans le même toron des signaux de groupes différents, des écrans internes sont nécessaires pour limiter la diaphonie (MD). Ces écrans, de préférences en tresse, sont à raccorder à la masse aux deux bouts pour les groupes 1, 2 et 3.

Il est conseillé de surblinder les câbles bruyants et les câbles sensibles (cf. **Fig. R35**)
Un surblindage sert de protection H.F. (MD + MC) s'il est relié à la masse à ses deux extrémités par une reprise de masse circonférentielle, avec un collier de reprise de masse, ou un cavalier en Ω, mais surtout pas par une « queue de cochon ».

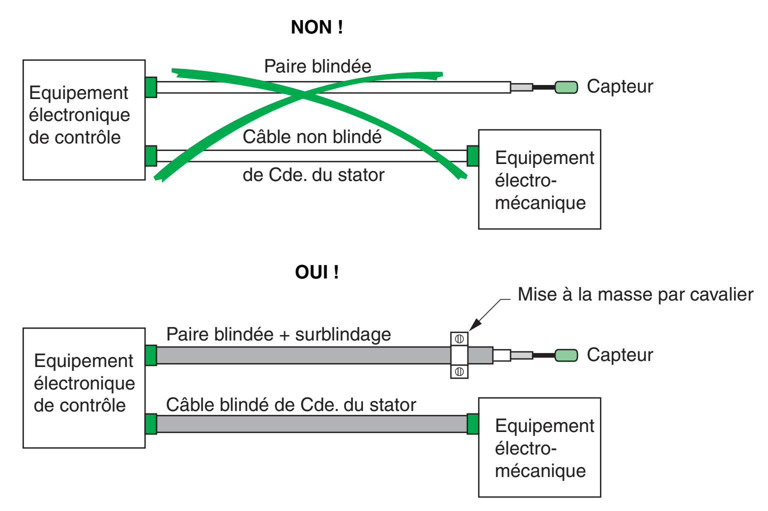


Fig. R35 : Blindage,surblindage des câbles perturbateurs et/ou sensibles

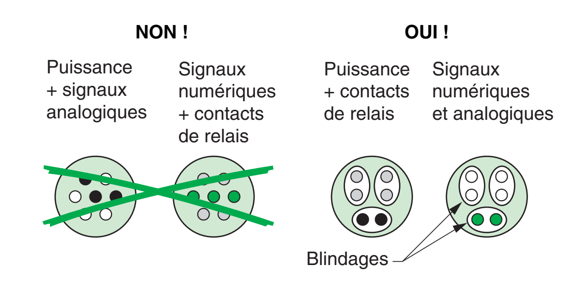


Fig. R34 : Signaux incompatibles = câbles différents

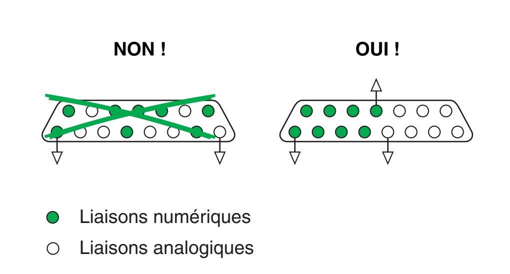


Fig. R36 : La ségrégation s'applique aussi à la connectique !

Il faut éviter d'utiliser un même connecteur pour des liaisons de groupes différents (cf. **Fig. R36**)
Sauf éventuellement pour les groupes 1 et 2 (MD). Si un même connecteur est utilisé pour des signaux analogiques et numériques, il est nécessaire d'isoler les deux groupes par au moins une rangée de contacts raccordés au 0 V qui sert d'écran.

Tout conducteur libre (réserve de câblage) doit être impérativement raccordé à la masse aux deux extrémités (cf. **Fig. R37**)
Pour le groupe 4, ce raccordement est déconseillé pour les lignes à très bas niveau de tension et à basses fréquences (risque de génération de bruit, par induction magnétique, dans la bande des fréquences à transmettre).

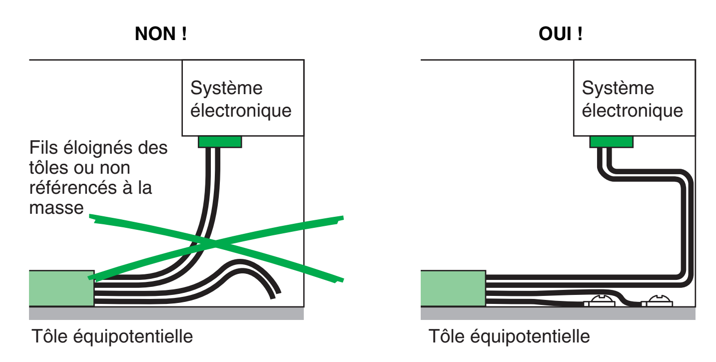


Fig. R37 : Raccorder les fils libres à la masse

Le conducteur de retour doit toujours être voisin du conducteur aller (cf. **Fig. R38**)

Ceci est particulièrement critique pour les capteurs à bas niveaux. Il est, même conseillé pour des signaux TOR avec un commun, d'accompagner les conducteurs actifs par au moins un conducteur commun par faisceau. Pour les signaux analogiques ou numériques, travailler en paire torsadée est un minimum. Une paire torsadée (MD) garantit que le fil de retour reste de bout en bout proche du fil aller

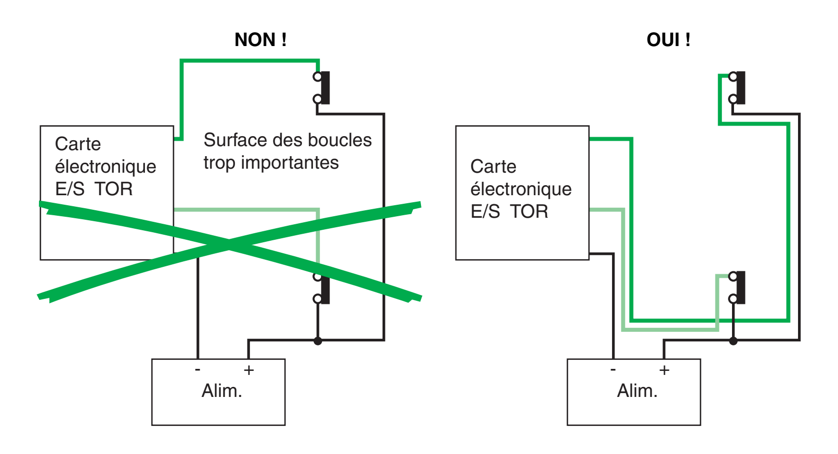


Fig. R38 : Fil aller et fil retour doivent toujours rester voisins

Les câbles du groupe 1 ne doivent pas être blindés s'ils sont filtrés mais doivent être réalisés de préférence en paires torsadées.

Les câbles sont systématiquement plaqués de bout en bout contre les parties métalliques (tôles, goulottes métalliques, structures...) équipotentielles de l'équipement (cf. **Fig. R39**) pour bénéficier d'un effet réducteur (MC) et anti diaphonie (MD) significatif, sûr et peu coûteux.

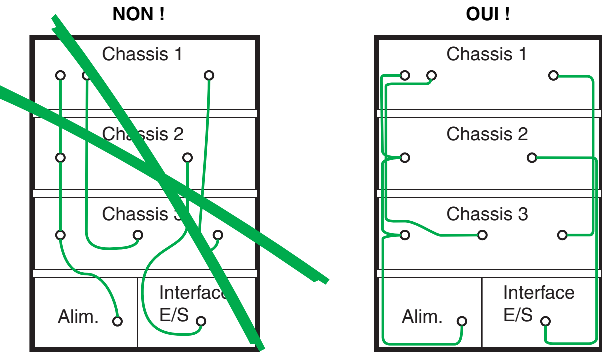


Fig. R39 : Plaquer les liaisons filaires de bout en bout contre la masse

L'utilisation de goulottes métalliques mise à la masse de façon correcte améliore considérablement la compatibilité électromagnétique interne (cf. **Fig. R40**).

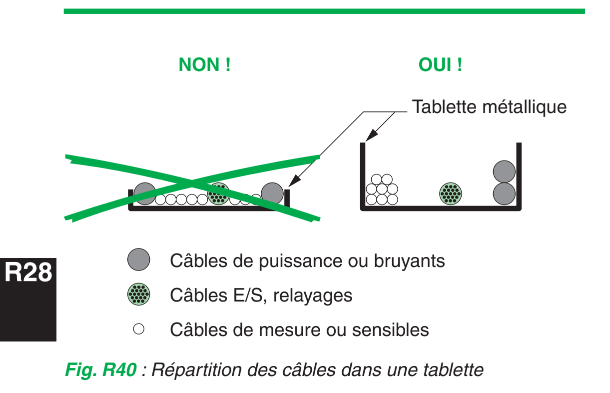


Fig. R40 : Répartition des câbles dans une tablette







Schneider Electric Industries SAS

Siège Social
35, rue Joseph Monier
CS30323
F-92500 Rueil-Malmaison
FRANCE

Ref. LVPED309020FR
ART. 837262



Ce document a été imprimé sur du papier écologique.

* Tirez le meilleur de votre énergie

12/2009